creative commons

COMMONS DEED

저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

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

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:

저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.

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

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

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 이용허락규약(Legal Code)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

Disclaimer

dCollection

공학전문석사 학위 연구보고서

배전계통운영자(DSO)의 투자성향에 따른 발전설비 포트폴리오 구성 전략에 관한 연구

2022년 2월

서울대학교 공학전문대학원

응용공학과 응용공학전공

김 진 선

배전계통운영자(DSO)의 투자성향에 따른 발전설비 포트폴리오 구성 전략에 관한 연구

지도교수 윤 용 태

이 프로젝트 연구보고서를 공학전문석사 학위 연구보고서로 제출함

2022년 2월

서울대학교 공학전문대학원
응용공학과 응용공학전공
김 진 선

김진선의 공학전문석사 학위 연구보고서를 인준함

2022년 2월

위 원 장 _____ 문 승 일 _____ (인)

위 원 _____ 윤 용 태 _____ (인)

위 원 _____ 김 국 헌 _____ (인)

국문초록

기존의 전력시장인 대규모 전력시스템은 재생에너지의 확대에 따라 재생에너지 전원이 가지는 불확실성, 변동성, 관성력 저하 등의 문제에 직면하게 되었고, 이에 따른 해결책으로 지역 단위의 소규모 전력 생산 및 소비 주체인 마이크로그리드(Microgrid)와 배전계통과 밀접하게 연계되어 수급균형을 실시하는 배전계통운영자(DSO, Distribution System Operator)가 등장하게 되었다.

본 연구보고서에서는 시대적 흐름인 재생에너지 발전으로의 전환을 위하여 배전망에 주로 접속되는 재생에너지의 특성에 맞게 안정적인 전력시스템 운영이 가능하도록 기존의 계통운영자가 아닌 배전계통운영자의 역할과 필요성을 확인하고, 나아가 향후 다양한 배전계통운영자가 등장할 것이라는 예상 하에 배전계통운영자가 자체 발전설비 투자를 계획할 경우 그들의 투자성향 충족 및 수익성 극대화를 위하여 발전설비에 대한 포트폴리오 구성 전략 및 가이드를 제시하고자 한다.

포트폴리오 도출을 위한 계산인자 중 수익은 수익률 대신 대상이 되는 발전설비의 균등화발전원가(LCOE, Levelized Cost of Electricity)를 적용하였고, 위험은 표준편차 대신 각 발전설비가 가지는 발전량의 변동성(Variability or Reliability)을 적용하였다. 변동성의 경우 선행연구인 PXFC(Power Exchange for Frequency Control) 시장에서 활용된 예비력 밴드를 응용하여 장기적 관점에서 발전설비 건설계획을 수립할 경우의 불확실성 범위를 정의하였으며, 이는 본 연구에서 적용하고자 하는 비용 유발자 부담 원칙에서의 발전설비 건설을 위한 설비투자의 기준으로 활용될 수 있다.

발전설비 포트폴리오 구성을 위한 대상 발전설비는 위험자산으

로 태양광, 풍력, NG엔진을 활용하였으며, 무위험자산으로는 계통수전을 활용하였다. 또한, ESS를 추가로 설치할 경우 재생에너지 발전원인 태양광 및 풍력의 LCOE는 상승하고, Variability는 감소하는 것으로 정의하였다.

포트폴리오 이론을 접목한 발전설비 구성 Modeling에서는 투자자의 위험성향에 따라 대상이 되는 발전설비 구성 중 위험자산에 해당하는 태양광, 풍력, NG엔진의 효율적 포트폴리오 및 무위험자산에 해당하는 계통수전을 결합한 최적 포트폴리오를 도출할 수 있었으며 해당 Model을 적용하여 Simulation을 수행한 결과, 발생가능한 포트폴리오 집합의 3차원적 그래프를 통해 기본 Case의 주요 인자가 주어졌을 때의 최적 포트폴리오를 확인 할 수 있었다. 또한, 투자성향에 따라 원하는 변동성(위험)을 선택하여 선택한 변동성에서의 가장 낮은 LCOE를 확인 할 수 있었으며 해당 지점에서의 발전설비 포트폴리오 구성을 즉각적으로 산출 가능함을 확인하였다.

결론적으로 건설 대상인 발전원들의 변동성, LCOE, 그리고 발전원간의 상관계수가 변화하였을 때 발전설비 포트폴리오 구성 집합의 변동성 및 기대LCOE가 달라짐을 확인하였고, 이를 통해 본 연구에서 Modeling한 Simulation을 활용하여 배전계통운영자의 투자성향뿐만 아니라 투자조건이 달라졌을 경우 자체 발전설비를 계획하는 배전계통운영자가 어떤 선택을 할 수 있는지에 대한 가이드를 제공할 수 있음을 보여주었다.

주요어 : 배전계통운영자, 발전설비 구성, 포트폴리오, 수급균형, PXFC 시장
학 번 : 2020-25834

목 차

제 1 장 서론 ····· 1

제 1 절 연구의 배경 및 목적 ····· 1

제 2 절 연구보고서의 구성 ····· 3

제 2 장 수급균형과 발전설비 건설계획 ····· 4

제 1 절 기존 전력시장 : 비용 사회화 원칙 ····· 4

1. 대규모 전력시스템(Bulk Power System)으로의 진화 4

2. 국내 전력시스템의 운용방식 ····· 7

제 2 절 비용 사회화 원칙에서의 발전설비 건설 ····· 15

1. 전력수급기본계획 ····· 15

2. 공급지장확률과 부하지속곡선 ····· 16

3. 비용 사회화 원칙에서의 발전설비 건설계획 수립 ····· 18

제 3 절 PXFC 시장 : 비용 유발자 부담 원칙 ····· 19

제 4 절 비용 유발자 부담을 위한 발전설비 건설 ····· 20

1. 예비력 밴드의 적용 ····· 20

2. PXFC 시장 환경에서의 발전설비 건설계획 수립 ····· 22

제 3 장 전력시장의 변화와 DSO의 등장 ····· 24

제 1 절 재생에너지의 확대와 DSO, μGrid의 등장 ···· 24

1. 기후변화와 재생에너지 ····· 24

2. 재생에너지 발전량 증가에 따른 문제점 ····· 27

3. DSO의 필요성 및 μGrid의 역할 ····· 29

제 2 절 DSO의 역할과 혼합경제체제와의 비교 ····· 31

제 4 장 DSO 관점의 설비투자 포트폴리오 ····· 32
제 1 절 DSO 발전설비의 운영목적 및 구성 ····· 32
1. DSO 발전설비의 목적 및 필요성 ····· 32
2. DSO 발전설비의 구성안 ····· 34
제 2 절 포트폴리오 이론의 개요 ····· 35
1. 포트폴리오 이론의 정의 ····· 35
2. 포트폴리오의 위험분산 효과 ····· 36
3. 효율적 포트폴리오 도출 ····· 37
제 3 절 DSO를 위한 발전설비 포트폴리오 구성 ····· 41
1. 포트폴리오 이론의 DSO 발전설비 계획에의 적용 ····· 41
2. 대상 발전원별 LCOE 및 변동성 ····· 43
3. ESS와 재생에너지 변동성의 감소 ····· 48
4. 무위험자산으로서의 계통수전 ····· 49

제 5 장 DSO 투자성향에 따른 발전설비 포트폴리오 구성 전략 ····· 51
제 1 절 DSO의 투자성향 정의 및 분류 ····· 51
제 2 절 발전설비 포트폴리오 구성 전략 Modeling ··· 52
1. 위험자산에 대한 효율적 포트폴리오 도출 ····· 52
2. 무위험자산을 결합한 최적 포트폴리오 도출 ····· 54
제 3 절 Simulation 결과 및 분석 ····· 56

제 6 장 결론 ····· 66

참고문헌 ····· 68
Abstract ····· 71

표 목 차

[표 2-1] 제약발전 및 제약비발전 정산금 ····· 10
[표 2-2] 충분한 예비력 확보된 경우 정산비용의 예 ····· 11
[표 2-3] 부족 수준 예비력 확보된 경우 정산비용의 예 ··· 14
[표 2-4] 적정 예비율의 평가기준으로 활용된 LOLP ····· 17
[표 4-1] 포트폴리오 이론의 발전계획에의 적용 ····· 41
[표 4-2] 태양광의 LCOE 산출 근거 ····· 44
[표 4-3] 풍력의 LCOE 산출 근거 ····· 45
[표 4-4] 시간 단위별 태양광 발전 최대 변동률 ····· 45
[표 4-5] 시간 단위별 풍력 발전 최대 변동률 ····· 46
[표 4-6] NG엔진의 LCOE 산출 근거 ····· 47
[표 4-7] 수전단가 산정의 예 ····· 49
[표 4-8] 국내 전력 수전단가 계산 ····· 50
[표 5-1] Simulation을 위한 주요 인자 정의 ····· 55
[표 5-2] 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자
_ 기본 Case ····· 60
[표 5-3] 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과
_ 기본 Case ····· 60
[표 5-4] 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자
_ 변동성 감소 ····· 61
[표 5-5] 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과
_ 변동성 감소 ····· 61
[표 5-6] 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자
_ LCOE 감소1 ····· 62
[표 5-7] 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과
_ LCOE 감소1 ····· 62

[표 5-8] 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자
_ LCOE 감소2 ····· 63
[표 5-9] 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과
_ LCOE 감소2 ····· 63
[표 5-10] 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자
_ 상관계수 변화1 ····· 64
[표 5-11] 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과
_ 상관계수 변화1 ····· 64
[표 5-12] 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자
_ 상관계수 변화2 ····· 65
[표 5-13] 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과
_ 상관계수 변화2 ····· 65

그 림 목 차

[그림 2-1] 동기운전 중인 전력시스템의 개념도 ····· 5
[그림 2-2] 발전기 탈락에 따른 주파수 변동의 예 ····· 6
[그림 2-3] 국내 전력시장의 흐름 및 주요 이해관계자 ····· 8
[그림 2-4] 전력수요의 변동에 대비하여 충분한 예비력 확보의 예 ····· 10
[그림 2-5] 수급균형 필요예비력 보다 부족한 수준 확보의 예 ····· 14
[그림 2-6] 발전설비계획 수립 절차 ····· 16
[그림 2-7] 심사곡선과 부하지속곡선을 활용한 적정 발전기 구성 ····· 18
[그림 2-8] PXFC 시장 구조 ····· 20
[그림 2-9] 실시간 수급균형을 위한 에너지 밴드 ····· 21
[그림 2-10] 발전설비 건설계획을 위한 에너지 밴드 ····· 21
[그림 2-11] TSO와 DSO의 관계 및 전력거래 흐름 개요 23
[그림 3-1] 대기 중 CO2 농도 증가와 지구 대기온도의 변화 ····· 24
[그림 3-2] 지구 대기온도 증가에 따른 기후/환경 변화 ··· 25
[그림 3-3] WEO 시나리오 전망과 재생에너지 발전량 ····· 26
[그림 3-4] 산업별 CO2 배출량 전망 ····· 26
[그림 3-5] 태양광 증가에 따른 전력수요 패턴변화 전망 · 28
[그림 3-6] Time Scale에 따른 전력생산의 흐름 ····· 30
[그림 4-1] DSO의 단기적 관점에서의 수급균형 ····· 32
[그림 4-2] DSO의 장기적 관점에서의 발전설비 건설계획 수립 ····· 33
[그림 4-3] DSO 발전설비 구성 개요 ····· 34

[그림 4-4] 상관계수에 따른 포트폴리오 구성 ····· 37
[그림 4-5] 위험자산에 투자 시 효율적 포트폴리오 ····· 38
[그림 4-6] 위험자산에 투자 시 최적 포트폴리오 ····· 38
[그림 4-7] 위험자산과 무위험자산에 투자 시 최적 포트폴리오 ····· 40
[그림 4-8] 포트폴리오 이론의 금융 투자 적용 예 ····· 42
[그림 4-9] 포트폴리오 이론의 발전설비 건설계획 적용 예 43
[그림 4-10] 발전설비별 LCOE($/MWh) : 2020년도 기준 44
[그림 4-11] 발전설비별 LCOE($/MWh) : 2017년도 기준 46
[그림 4-12] 재생에너지 'with ESS' or 'without ESS' ····· 48
[그림 5-1] 엑셀을 활용한 Simulation 화면 ····· 56
[그림 5-2] 발전설비 포트폴리오 Simulation _ 기본 Case ····· 60
[그림 5-3] 발전설비 포트폴리오 Simulation _ 변동성 감소 ····· 61
[그림 5-4] 발전설비 포트폴리오 Simulation _ LCOE 감소1 ····· 62
[그림 5-5] 발전설비 포트폴리오 Simulation _ LCOE 감소2 ····· 63
[그림 5-6] 발전설비 포트폴리오 Simulation _ 상관계수 변화1 ····· 64
[그림 5-7] 발전설비 포트폴리오 Simulation _ 상관계수 변화2 ····· 65

제 1 장 서론

제 1 절 연구의 배경 및 목적

2010년대 초부터 배전계통 분야에서 활발하게 논의되어 오기 시작한 재생에너지의 확대에 따른 대응 방안 연구는 2020년 COVID-19 Pandemic과 기후변화의 위협을 계기로 이데올로기 수준의 이산화탄소(CO_2) Zero Emission 달성이라는 목표 하에 전력시스템의 구조 및 전력시장에서의 전방위적 변화를 요구하고 있다.

CO_2 Zero Emission 달성의 핵심방안으로써 재생에너지의 보급 확대가 우리나라뿐만 아니라 전세계적인 정책으로 추진되고 있는데, 기존의 전력시장인 대규모 전력시스템은 재생에너지의 확대에 따라 재생에너지 전원이 가지는 불확실성, 변동성, 관성력 저하 등의 문제에 직면하게 되었다. 2020년 12월 산업통상자원부가 발표한 제9차 전력수급기본계획을 살펴보면 2034년 전원구성에서 신재생에너지의 발전설비용량 규모가 전체 198GW 대비 40.3% 수준인 77.8GW로 설정되어 LNG(30.6%), 석탄(15.0%), 원전(10.1%)을 크게 웃도는 가장 큰 정격용량규모를 가지게 되는 등 재생에너지 발전설비의 비중이 급격하게 늘어날 것으로 전망된다. 하지만, 피크기여도를 반영한 실효용량기준으로 산정한 2034년의 전원구성에서는 신재생에너지의 발전비중이 8.6%로 LNG(47.3%), 석탄(22.7%), 원전(15.5%)에 훨씬 못 미치는 규모로 전망된다 [1]. 이는 재생에너지가 가지는 특성인 불확실성 및 변동성에 따른 한계로 인해 발생하는데 이를 해결하기 위하여 재생에너지의 변동성 보완방안 뿐만 아니라, 기존 전력시스템에서 송배전망의 보강 및 제도적 기반 마련 등의 다양한 노력들이 이루어지고 있다.

그 중에서도 최근 전력시스템 연구에서 개념적으로 자리를 잡고 있는 배전계통운영자(DSO, Distribution System Operator)는 제5차 신재생에

너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획에서 제시하는 바와 같이, 재생에너지 중심의 전력시스템에서 전력수급균형 고도화를 위한 유연성 강화의 측면에서 중심적 역할을 하게 될 것으로 전망된다 [2]. 그럴 수밖에 없는 것이 재생에너지는 주로 배전망에 접속되기 때문에 기존의 송전망 운영 중심의 계통운영자로는 안정적 운영에 한계를 가지게 되기 때문이다.

본 연구에서는 상기의 이유 및 필요성으로 인하여 향후 다양하고 많은 수의 배전계통운영자가 등장할 것이라는 예상 하에 배전계통운영자가 자체 발전설비 투자를 계획할 경우 그들의 투자성향 충족 및 수익성 극대화를 위하여 발전설비에 대한 포트폴리오 구성 전략 및 가이드를 제시하고자 한다. 아울러, 기존의 전력시스템은 과거의 수직통합적 구조로부터 이어져 내려온 비용 사회화 원칙을 기반으로 한 발전설비 운용 및 건설 방식을 채택하고 있는데, 본 연구에서는 배전계통운영자 중심의 발전설비 운용 및 건설을 위하여 선행연구에서 제시한 PXFC(Power Exchange for Frequency Control) 시장을 기반으로 한 비용 유발자 부담 원칙 [3]에서 실시간 에너지와 기준 에너지 간의 편차인 불균형량이 예비력 밴드를 초과하지 않도록 하기 위하여 밴드 형태의 예비력을 사전에 결정함에 있어서 판매사업자가 그 결정에 대한 선택을 자유롭게 하고 최선의 수익을 추구할 수 있도록 [4]배전계통운영자를 정의하고 그로 하여금 투자성향에 따라 발전설비 구성 계획을 수립하는 기준을 포트폴리오 이론을 적용하여 제시하고자 한다. 나아가 포트폴리오 이론을 접목시킨 Modeling을 통한 Simulation을 실행함으로써 발생 가능한 포트폴리오 집합의 3차원적 그래프를 통해 최적 포트폴리오 구성을 확인하고, 이를 활용하여 투자성향뿐만 아니라 투자조건이 달라졌을 경우 자체 발전설비를 계획하는 배전계통운영자가 어떤 선택을 할 수 있는지에 대한 가이드를 제공하고자 한다.

제 2 절 연구보고서의 구성

제 1 장에서는 본 연구보고서의 연구 배경과 목적으로써 재생에너지의 확대가 전력시스템에 불러온 변화와 관련하여 재생에너지 발전원이 증가하였을 때 기존 전력시스템에서 발생할 수 있는 문제점 및 문제해결을 위해 논의되고 있는 배전계통운영자의 역할과 필요성을 설명하고, 본 연구의 목표를 제시한다.

제 2 장에서는 과거로부터 이어져 온 국내 전력시장의 운용방식, 전력수급기본계획 및 적정 예비율 평가방법에 대하여 알아봄으로써 기존의 전력시장에서 비용 사회화 원칙에 따라 발전설비 계획수립이 어떻게 진행되어 왔는지를 확인하고 PXFC 시장에서 제시하는 비용 유발자 부담원칙 위한 발전설비 건설을 예비력 밴드의 개념을 확장하여 적용하였다.

제 3 장에서는 재생에너지의 확대에 따른 마이크로그리드 그리고 배전계통운영자의 등장 배경 및 필요성에 대하여 재조명하였다.

제 4 장에서는 배전계통운영자 관점의 발전설비 운영목적 및 구성에 대하여 알아보고, 최적 발전설비 투자를 위하여 포트폴리오 이론을 결합한 발전설비 포트폴리오 구성 방안을 연구하였다.

제 5 장에서는 다양한 배전계통운영자의 사업적 Needs를 충족하기 위하여 투자성향에 따른 발전설비 포트폴리오 구성 전략을 제시하고, 이를 Modeling 및 Simulation 함으로써 최적 발전설비 포트폴리오를 도출하는 전략뿐만 아니라 투자조건이 달라졌을 경우 자체 발전설비를 계획하는 배전계통운영자가 어떤 선택을 할 수 있는지에 대한 가이드를 제공할 수 있음을 보여주었다.

제 6 장에서는 본 연구보고서의 연구사항을 종합 정리하고, 본 연구를 기반으로 실제 배전계통운영자가 발전설비를 구성하고자 할 경우의 활용방안을 제시함으로써 연구보고서를 맺는다.

제 2 장 수급균형과 발전설비 건설계획

제 1 절 기존 전력시장 : 비용 사회화 원칙

2.1.1 대규모 전력시스템(Bulk Power System)으로의 진화

1875년 나이아가라 폭포에서 수력발전을 통한 전력공급을 시작한 이래 전력시스템은 초창기 일부 한정된 지역으로의 송전을 위한 단위 시스템으로 시작하였다. 이후 컨베이어 밸트, 직물공장 등 전기를 사용하는 동력기관인 전동기를 중심으로 한 2차 산업혁명과 함께 폭발적인 성장을 해왔다. 그에 따라 전기를 얻는 발전방식도 자연에너지를 이용한 수력발전과 같은 형태에서 화석연료를 사용하는 석탄화력, 원자의 핵분열 과정에서 발생하는 에너지를 이용한 원자력발전 등 동기발전기를 이용한 대규모 생산방식으로 변모하며 현재의 대규모 전력시스템(Bulk Power System)으로 진화하였다.

동기발전기를 이용한 대규모 전력시스템의 장점은 동기발전기 간의 기계적 관성력에 따른 주파수 유지가 상대적으로 용이하다는 것이다. 이를 동기운전(Synchronous Operation)이라하는데, 이를 설명하기 위하여 그림 2-1과 같은 발전기, 회전축(계통), 전동기(부하)로 구성된 전력시스템을 예로 들 수 있다 [5]. 공급(발전)측에는 축을 회전하는 3개의 발전기가 존재하고 수요(부하)측에는 6개의 전동기가 있다. 전기를 전달하는 역할을 하는 송전망은 일정한 전압 및 주파수로 운용이 된다. 우리나라의 경우 전력계통의 전압으로써 154kV, 345kV, 그리고 765kV가 송전거리 및 송전전력량을 고려하여 사용되고 있으며, 주파수는 60Hz로 일정하다. 그림 2-1에서와 같이 이러한 전력계통에서 발전기들이 전력시스템에 450만kW의 전기를 공급하고, 전동기들이 사용하는 전력이 발전기가 공급하는 전력량과 같다면 주파수 60Hz는 유지된다. 만약 전력시스템의 수

요인 전동기에서 사용하는 전력량이 변화한다면, 공급되는 전력량과의 균형이 변화하므로 이에 맞추어 공급되는 전력이 증가 또는 감소해야 주파수 60Hz가 유지될 수 있다.

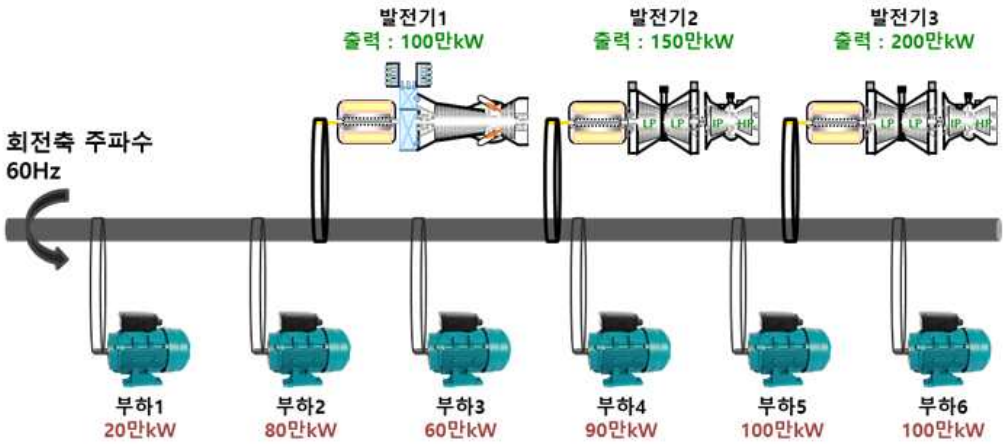

그림 2-1 동기운전 중인 전력시스템의 개념도

앞서 언급한 바와 같이, 대규모 전력시스템에는 관성(Inertia)이라는 것이 존재한다. 회전운동을 하고 있는 전력시스템의 각종 기기에는 에너지가 저장되며 이를 관성에너지 또는 회전에너지라고 한다. 관성이란 물리적으로 물체의 현재 속도 및 방향의 변동에 대하여 저항하는 특성을 의미하며 그 크기는 질량에 비례한다. 대용량의 가스터빈 또는 증기터빈은 기계적 에너지를 회전운동으로 바꿔주는 터빈이 있고, 회전운동을 전기 에너지로 바꿔주는 발전기가 하나의 축으로 연결되어 있기에 질량이 약 200톤 이상으로 매우 크다. 그러므로 우리나라와 같은 대규모 전력시스템은 대용량의 동기발전기 및 전기모터들과 같이 여러 종류의 관성근원(Inertia Source)을 포함하고 있기에 전력수요의 미세한 변동은 전력시스템의 주파수 변동에 거의 영향을 미치지 않는다.

그림 2-2 발전기 탈락에 따른 주파수 변동의 예

그림 2-2는 하나의 발전기가 운전 중에 탈락할 경우에 전력시스템의 주파수가 어떻게 변화하는지를 나타내는 예이다. 발전기의 탈락 직후에는 주파수가 급격히 강하하고, 그에 따라 발전기들에 장착된 가버너의 작용으로 주파수가 회복되기 시작한다. 이후 AGC(Automatic Generation Control)의 작용에 의해 전력시스템의 주파수는 정격주파수인 60Hz로 회복되는 것을 알 수 있다.

전력시스템에서 수요의 변동이 완만하거나, 고장 등의 이유로 탈락한 발전기의 용량이 전체 발전기들의 용량에 비하여 작다면, 전력시스템의 주파수는 변화하다가 각 발전기들의 출력변화에 의해 정상으로 회복한다. 그러나 운전 중인 발전기의 용량이 전체 전력시스템에서 발전하는 용량에 대비하여 큰 발전기가 고장에 의해 탈락하게 된다면 전력시스템의 주파수가 급격하게 하락하게 되는데, 이때 전력시스템에 연결되어 정상적으로 운전 중인 다른 발전기들이 급격한 주파수의 변화에 따라 자신의 출력을 변화하지 못한 발전기들이 탈락한다. 탈락하는 발전기가 추가

되면 전력시스템의 주파수는 더욱 급격하게 하락하게 되고, 탈락하는 발전기가 늘어나는 현상이 수 초 이내에 반복되면 결국 전력시스템에는 동기탈조(Loss of Synchronism)에 따른 계통붕괴가 발생하여 전력시스템에 전력공급이 중단되는 블랙아웃(Blackout)이 발생한다. 이렇듯 대규모 전력시스템을 구성하는 대형 동기발전기들 간의 기계적 관성력은 일반적인 경우(Normal Condition)에서 전력시스템의 주파수를 유지하는데 장점으로 작용하지만, 대형 발전기들의 동시다발적인 동기탈조 및 송전선로 고장과 같은 비상상황(Emergency Case)에서는 단점으로 작용하게 된다.

2.1.2 국내 전력시스템의 운용방식

앞서 전력시스템에서 발전기와 전력계통 그리고 부하가 어떻게 주파수를 유지하는지를 확인하였는데, 국내 전력시스템의 사례를 중심으로 보다 구체적인 운용방법을 설명하고자 한다. 전력시스템은 물리적으로 수백에서 수천 킬로미터에 걸쳐 발전기, 송전선로, 변전설비, 배전선로, 그리고 부하에 이르기까지 매우 복합하게 구성되어있다. 그럼에도 불구하고, 각 구성요소들 간에 항상 긴밀한 제어를 통해 전력시스템의 전압과 주파수는 기준범위 내로 유지되어야 한다. 이러한 복잡한 전력시스템을 안정적이고 효율적으로 운용하기 위해서는 전력시스템의 운영을 전체적으로 총괄하는 운용자가 필요했으며, 전력시스템에서 그 역할은 시스템 운영자(System Operator)라고 불리며 현재 우리나라에서는 한국전력거래소(Korea Power Exchange)가 수행하고 있다.

한국전력거래소는 국내 전력산업에서 전력시장의 운영, 전력계통의 운영, 실시간 급전운영, 전력수급기본계획 수립 등의 기능을 담당하고 있으며 구체적인 책임 및 역할은 다음과 같다 [6].

- 발전사업자와 판매사업자 사이에서 공정하고 투명한 전력거래가 이루어지도록 입찰, 가격결정, 계량, 정산, 결제업무 등 전력시장운영을 책임진다.

- 전국의 발전소와 전력망의 가동에 대한 계획을 수립하고 실시간으

로 감시하고 이상 징후에 신속히 대응함으로써 전국의 소비자들이 24시간 365일 정전이나 전압강하 등을 겪지 않도록 한다.

- 정부가 수립하는 중장기 전력수급기본계획 등 정책업무에 대한 실무적인 역할을 담당한다.

상기에서와 같이, 전력거래소는 우리나라 전력계통의 건전성 유지를 위하여 중추적인 역할을 담당하고 있음을 알 수 있다. 이 절에서는 기존 전력시장의 비용 사회화 원칙에 대하여 설명하기 위하여 그림 2-3과 같이 전력거래소의 역할과 책임에서 주요 이해관계자로 거론되는 '발전사업자', '판매사업자', '소비자'의 관점에서 각각의 역할에 대하여 보다 자세히 살펴보려 한다.

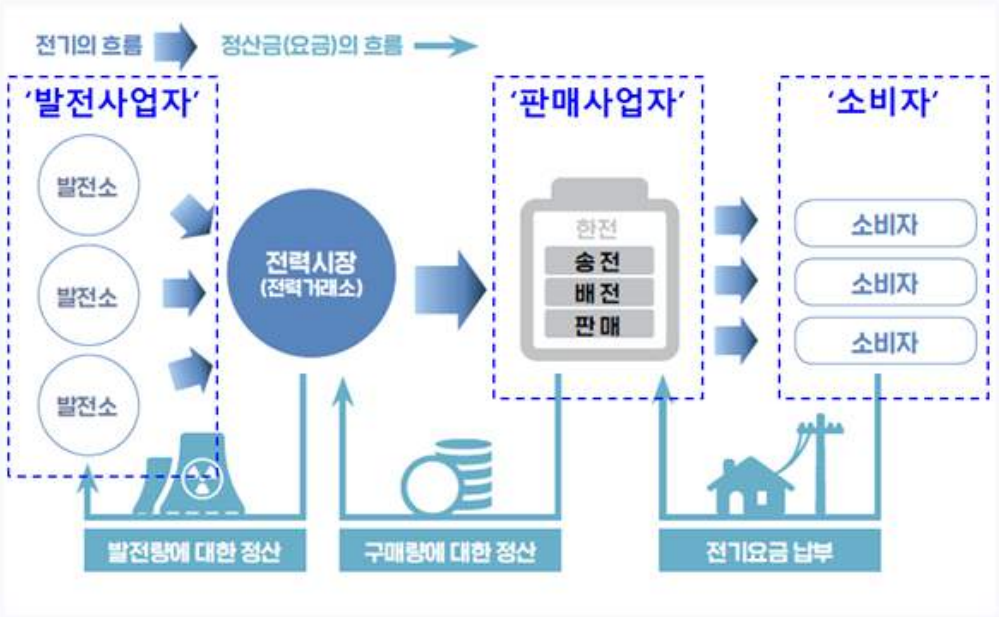

그림 2-3 국내 전력시장의 흐름 및 주요 이해관계자 [7]

'발전사업자'는 전력계통에 전력을 공급하는 주체로서 현재까지의 개념으로는 주로 원자력, 석탄, LNG 등의 에너지원을 사용하여 대형 동기발전기를 운용하며 대규모 전력을 계통에 공급하는 사업자를 의미한다. 우리나라에서는 일반적으로 한전발전자회사 또는 민간발전사업자가 그

역할을 수행하고 있다.

‘판매사업자’는 발전사업자로부터 전력을 구매하여 송전, 배전, 판매의 역할을 수행하며 추가적으로 송전망 및 배전망의 건설과 유지관리까지 담당한다. 우리나라에서는 일반적으로 한국전력공사가 그 역할을 수행하고 있다.

‘소비자’는 전력계통으로부터 전기에너지를 수전하여 소비하는 주체를 의미하며 보다 자세하게는 산업용 소비자와 농사용, 일반용, 주택용 소비자들로 구분된다. 전력시장에서의 소비자는 일반적인 경제시스템과는 다르게 수요-공급의 원리와는 별개로 원하는 대로 전기에너지 사용하게 되고, 소비자가 전기에너지를 사용하는 만큼의 전력량을 발전사업자가 보충하게 된다.

이렇듯 현재 우리나라의 전력시장은 전력의 공급과 소비에 따른 수급균형을 달성하기 위하여 일반적으로 소비자의 전력사용량을 제어하는 개념이 아니라 발전사업자의 발전량을 조절하는 방식이 사용된다. 이러한 방식은 소비자의 전력사용량을 정확히 예측하고 실시간으로 측정할 수 없는 한계로 인하여 최선의 방법이었다고 할 수 있다. 하지만, 계통의 붕괴를 막기 위한 대책으로써 충분한 수준의 예비력을 확보하기 위하여 발전사업자의 발전기를 정격으로 운영하지 않고 정격의 50% ~ 80% 정도로만 발전을 하게 되는 문제점을 안고 있다. 이러한 경우, 실제 발전이 이루어진 전력량에 대해서는 열효율 및 생산원가를 낭비하게 되고, 정격 대비 발전을 하지 못한 발전량에 대해서는 표 2-1에서와 같이 제약비발전 정산금(COFF, Constrained-Off Energy Payment)이라는 비용으로 지급되며 이러한 비용들에 대한 부담은 전기요금 인상이 이루어지지 않는 한 판매사업자가 고스란히 떠안게 된다. 즉, 전력시스템의 수급균형 유지를 위하여 초과 발생된 비용이 사회적인 비용으로 부담되는 것이다.

표 2-1 제약발전 및 제약비발전 정산금 [8]

구분		내용
제약발전 전력량 정산금 (CON)	정의	가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금
	산정 수식	발전사 요청(GSCON) : min(시장가격, 변동비) × 초과 발전량 급전지시(SCON) : max(시장가격, 변동비) × 초과 발전량
제약비발전 전력량 정산금 (COFF)	정의	가격결정발전계획에 반영되었으나, 급전지시로 감발 또는 정지하였을 때 기대이익을 보상해 주는 정산금
	산정 수식	(시장가격-변동비) × 발전하지 못한 발전량

※ COFF는 하루 전 시장의 급전계획에 포함되었으나, 수요 감소나 계통여건으로 인해 실제 발전하지 않은 발전기들에게 발전 준비에 대한 보상을 목적으로 함.

그림 2-4와 표 2-2는 현재의 전력시스템에서 예측하지 못한 전력수요의 변동에 대비하여 수급균형을 유지하기 위해서 충분한 예비력을 확보하였을 때의 24시간 전력수급 그래프와 정산비용의 예를 나타내었다.

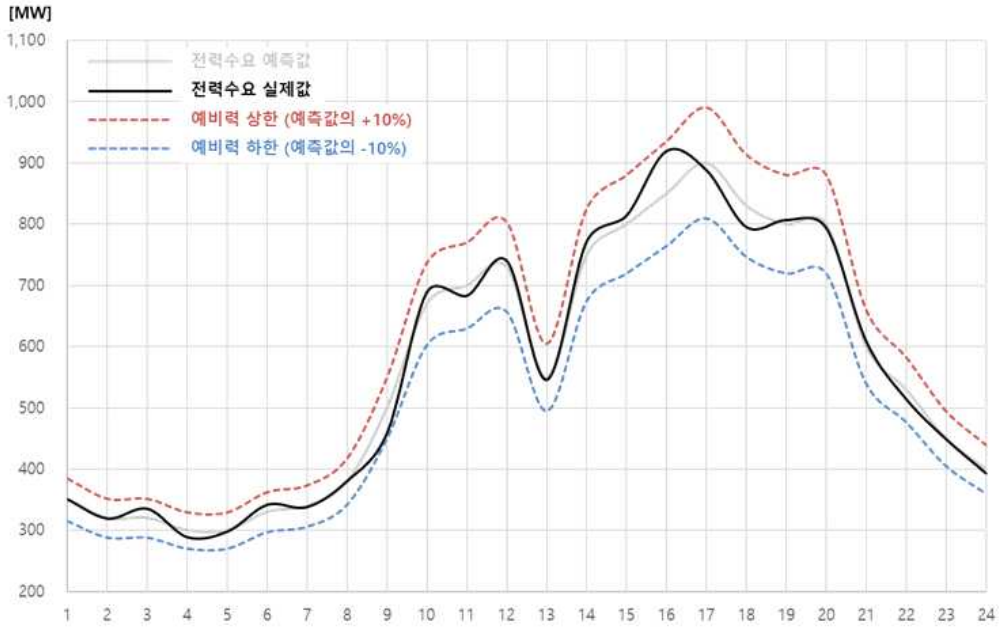

그림 2-4 전력수요의 변동에 대비하여 충분한 예비력 확보의 예

표 2-2 충분한 예비력 확보된 경우 정산비용의 예

시간	공급가능량(MW)	실제공급량(MW)	공급예비량(MW)	SMP(원/kWh)	변동비(원/kWh)	전력량 정산금(원)	제약비발전 정산금(원)
01시	385	351	34	88	76	30,726,047	407,371
02시	352	319	33	84	76	26,684,971	255,538
03시	352	335	17	66	76	22,157,994	-
04시	330	289	41	66	76	19,097,964	-
05시	330	298	32	66	76	19,720,982	-
06시	363	342	21	84	76	28,572,559	164,955
07시	374	338	36	88	76	29,606,991	422,682
08시	418	380	38	98	76	37,187,087	825,208
09시	550	459	91	100	76	45,747,640	2,178,733
10시	737	689	48	102	76	70,190,811	1,246,303
11시	770	683	87	102	76	69,717,953	2,272,802
12시	803	740	63	102	76	75,525,207	1,644,501
13시	605	546	59	102	76	55,709,557	1,546,089
14시	825	772	53	104	76	80,245,620	1,500,753
15시	880	814	66	105	76	85,220,050	1,894,690
16시	935	920	15	105	76	96,246,711	439,413
17시	990	889	101	105	76	92,975,422	2,931,330
18시	913	796	117	105	76	83,261,347	3,388,717
19시	880	807	73	103	76	83,293,348	2,003,644
20시	880	794	86	102	76	80,990,323	2,259,605
21시	660	609	51	102	76	62,046,738	1,323,765
22시	583	515	68	99	76	51,117,874	1,606,370
23시	495	449	46	99	76	44,608,843	1,077,705
24시	440	393	47	98	76	38,701,206	1,056,162
정산비용 소계						1,329,353,246	30,446,336
정산비용 합계							1,359,799,583

예비력 상·하한을 ±10%로 설정하면 충분한 예비력을 확보한다고 가정하여 전력시스템을 운용하면 그림 2-4와 같이 예비력 밴드 내에서 전력수급을 안정적으로 수행할 수 있다.

이를 토대로 충분한 예비력을 확보하였을 경우의 정산비용을 전력시장운영규칙 [9]을 토대로 정산규칙을 단순화하여 다음과 같이 산출하면 표 2-2의 계산결과를 얻게 된다.

'계획발전 전력량 정산금(SEP, Scheduled Energy Payment)'

정의 : 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되어 발전한 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액

$$SEP_i = \sum_t SEP_{i,t}$$

$\underline{SEP_{i,t}}$ = $MP_{i,t} \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) \times 1000$

<u>단순화 ☞ $MP_{i,t} \times MGO_{i,t} \times 1000$</u>

$\underline{MP_{i,t}}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<u>단순화 ☞ $SMP_{i,t}$ (거래시간의 계통한계가격)</u>

$\underline{MGO_{i,t}}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 시간별 발전량(MWh)

$\underline{SMP_t}$: 거래시간 계통한계가격

$PSE_{i,t}$: 가격결정 발전계획에 포함된 각 발전기의 거래시간별 발전량

$RA_{i,t}$: 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$ 대치됨

$FCA_{i,t}$: Max($OFCA_{i,t}$ $MGO_{i,t}$, $OR_{i,t}$)

$OFCA_{i,t}$: 거래시간의 각 발전기별 연료량(전기에너지로 환산량)

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \leq OFCA_{i,t}$ 이면 $RA_{i,t}$와 같고, 그렇지 않으면($RA_{i,t} > OFCA_{i,t}$) 운영발전계획에서 반영된 공급용량 또는 예비력으로서, $DAOS_{i,t} > 0$ 이면 $OR_{i,t} = RA_{i,t}$ 이고, 그렇지 않으면($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t}$ = Min($TRSC_{i,t}$ + $QSRSC_{i,t}$, $RA_{i,t}$)임

PC : 정산상한가격

$SP_{i,t}$: 각 발전기의 거래시간별 유효 발전가격

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

'제약비발전 전력량 정산금(COFF, Constrained-Off Energy Payment)'

정의 : 가격결정발전계획에 반영되었으나, 급전지시로 감발 또는 정지하였을 때 기대이익을 보상해 주는 정산금액

$$COFF_i = \sum_t PCOFF_{i,t}$$

$\underline{PCOFF_{i,t} = Max\{(MPCOF_{i,t} - SCCOF_{i,t}), 0\}}$

$\underline{MPCOF_{i,t}}$ = $MP_{i,t} \times [(Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) - Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})] \times 1{,}000$

<u>단순화 ☞ $MP_{i,t} \times (PSE_{i,t} - MGO_{i,t}) \times 1000$</u>

$\underline{SCCOF_{i,t}}$ = $QPC_i \times [\{MIN(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2 - \{MIN(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2] + LPC_i \times \{MIN(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) - MIN(MGO, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\} + NLPC_i \times COFFF_{i,t}$

<u>단순화 ☞ $FC_i \times (PSE_{i,t} - MGO_{i,t}) \times 1000$</u>

$\underline{PSE_{i,t}}$: 가격결정 발전계획에 포함된 각 발전기의 거래시간별 발전량

$\underline{MGO_{i,t}}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 시간별 발전량(MWh)

$\underline{FC_i}$: 연료열량단가

LPC_i : 1차증분가격계수, 1차열소비계수(LHC_i)와 연료열량단가(FC_i)의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용, $LPC_i = LHC_i \times FC_i$

QPC_i : 2차증분가격계수, 2차열소비계수(QHC_i)와 연료열량단가(FC_i)의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용, $QPC_i = QHC_i \times FC_i$

$NLPC_i$: 가격상수, 열소비상수($NLHC_i$)와 연료열량단가(FC_i)의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용, $NLPC_i = NLHC_i \times FC_i$

$COFFF_{i,t}$: 제약비발전 여부 표시기

표 2-2는 상기 수식을 토대로 정산비용을 계산한 결과로 전체 전력량 정산금 약 13억원의 2.3% 수준에 달하는 약 0.3억원 정도의 제약비발전 정산금이 추가로 발생하여 전력시스템을 운용하는 비용이 증가함을 알 수 있다. (표 2-2의 계산에서 발전기의 변동비 QPC는 계통한계비용 SMP 일평균의 80% 수준으로 가정)

다음으로 그림 2-5와 표 2-3은 현재의 전력시스템에서 전력수요의 변동에 대비한 수급균형에 필요한 예비력 보다 약간 부족한 수준의 예비력을 확보하였을 때의 24시간 전력수급 그래프와 정산비용의 예를 나타내었다.

예비력 상·하한을 ±5%로 설정하면 그림 2-5와 같이 동일한 전력수요의 조건에서 예비력 밴드를 초과하는 수요가 발생하게 되기에 부족한 수준의 예비력이라고 할 수 있다. 이는 곧 전력계통에서의 수급균형에 실패한 경우에 해당될 수 있기에 올바른 방식의 전력시스템 운용이라 할 수 없다. 하지만, 표 2-3의 정산비용 계산결과 제약비발전 정산금은 약 0.15억원으로 표 2-2에서 산출한 충분한 예비력 확보된 경우 정산비용의 절반 수준에 불과하다. 그러므로 기존 비용 사회화 원칙에서의 전력시장에서 적정 수준의 예비력을 산정하여 운용하는 것은 전력시스템의 효율화를 위하여 매우 중요하다.

그림 2-5 수급균형 필요예비력 보다 부족한 수준 확보의 예

표 2-3 부족 수준 예비력 확보된 경우 정산비용의 예

시간	공급가능량(MW)	실제공급량(MW)	공급예비량(MW)	SMP(원/kWh)	변동비(원/kWh)	전력량 정산금(원)	제약비발전 정산금(원)
01시	368	351	17	88	76	30,726,047	199,687
02시	336	319	17	84	76	26,684,971	130,455
03시	336	335	1	66	76	22,157,994	-
04시	315	289	26	66	76	19,097,964	-
05시	315	298	17	66	76	19,720,982	-
06시	347	342	5	84	76	28,572,559	35,963
07시	357	338	19	88	76	29,606,991	222,122
08시	399	380	19	98	76	37,187,087	407,443
09시	525	459	66	100	76	45,747,640	1,580,541
10시	704	689	14	102	76	70,190,811	372,366
11시	735	683	52	102	76	69,717,953	1,353,784
12시	767	740	26	102	76	75,525,207	686,097
13시	578	546	31	102	76	55,709,557	824,003
14시	788	772	16	104	76	80,245,620	442,590
15시	840	814	26	105	76	85,220,050	739,184
16시	893	920	-	105	76	96,246,711	-
17시	945	889	56	105	76	92,975,422	1,631,385
18시	872	796	76	105	76	83,261,347	2,189,879
19시	840	807	33	103	76	83,293,348	905,337
20시	840	794	46	102	76	80,990,323	1,209,298
21시	630	609	21	102	76	62,046,738	541,135
22시	557	515	42	99	76	51,117,874	982,356
23시	473	449	23	99	76	44,608,843	547,882
24시	420	393	27	98	76	38,701,206	603,409
정산비용 소계						1,329,353,246	15,604,917
정산비용 합계							1,344,958,163

제 2 절 비용 사회화 원칙에서의 발전설비 건설

2.2.1 전력수급기본계획

전력수급기본계획은 2002년 제1차를 시작으로 2년 단위로 향후 15년에 걸친 중장기 전력수요와 최대전력을 예측하고 수요예측에 따라 사회적 비용이 최소화되는 적정 발전 설비규모와 적정 전원구성을 전산모형을 통해 도출하여 기준 설비계획을 수립한 후에 발전사업자의 건설의향, 폐지의향 조사와 지역별, 전원별 건설의향 평가를 기준 계획에 반영하여 발전 및 계통 설비계획을 수립하는 절차로 이뤄진다. 전력수급기본계획에서는 예측된 수요관리 후 수요에 기초하여 발전설비계획이 수립되는데, 수요 예측 값과 실적 값 사이에 오차가 발생하는 경우에는 그 성격상 건설기간이 짧은 LNG복합발전설비를 통해 오차에 대응하는 것이 일반적이다. 따라서 오차가 크게 발생하면, 적정 전원구성에서 벗어나 LNG복합발전으로 사후적 편의가 발생하여 전력공급비용이 상승하게 된다 [10].

전력수급기본계획의 모태는 1962년 개시되어 1981년 제5차 계획까지의 전원개발5개년계획을 시작으로 1985년부터 매 2년마다 수립된 장기전원개발계획, 1991년부터 2000년까지의 장기전력수급계획 [11]으로서 2001년 발전사업이 한국전력으로부터 분할되기 이전의 단일한 전력회사에 의하여 수립되었기 때문에 그 결과에 대하여 다소 강제성이 부여되었으며 그에 따라서 비교적 안정적으로 공급용량을 확보할 수 있었다. 그러나, 2001년 한국전력으로부터 발전사업이 분할되어 발전회사별로 각각 독립적인 발전설비 건설계획을 수립하게 된 이후로는 시장원리에 의하여 시장참여자들이 자발적으로 수립하는 전원개발계획으로 변화하였다 [12].

그림 2-6은 전력수급기본계획의 수립 절차를 나타낸 도표로서 기본적으로 기준수요에 대한 전망을 토대로 수요관리 등을 통한 목표수요를 산정한다. 이후 발전설비 건설을 위한 단계로서 설정된 예비율 목표에 따른 적정 발전설비의 건설 규모를 결정한 뒤 전원별, 연도별로 전원구성

방안을 수립하고 각 발전사업자에게 건설의향조사 확인을 마치면 마침내 발전설비의 건설계획이 확정된다. 이러한 수립 절차에 따른 발전설비 건설계획은 Open Loop의 성격을 지님으로써 앞서 이야기한 바와 같이, 수요전망에 크게 상회하는 오차가 발생하는 경우 적정 전원구성 계획에서 벗어나게 되어 사회적 비용의 증가를 불러올 수 있다.

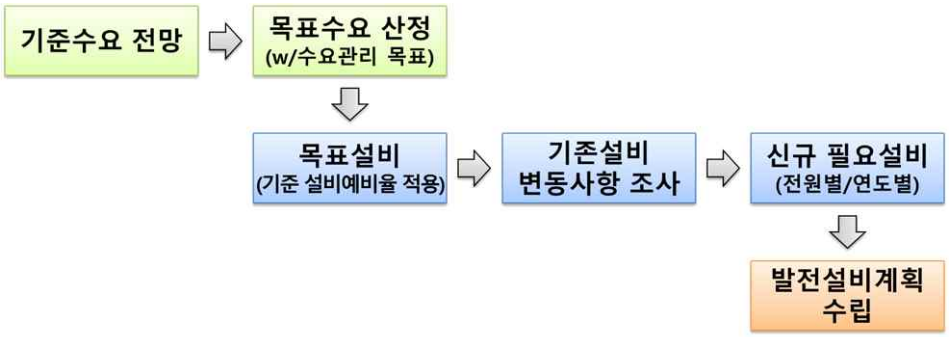

그림 2-6 발전설비계획 수립 절차

2.2.2 공급지장확률과 부하지속곡선

발전설비의 건설 계획을 수립함에 있어서 어느 정도 규모의 신규 발전설비가 건설되어야 하는지에 대한 논의는 끊임없이 이어져왔다. 그에 따라 공급신뢰도 확보를 위하여 적정 예비율의 수준을 평가하기 위한 방법론이 개발되었고, 이를 위해 '공급지장확률(LOLP, Loss of Load Probability)'과 '부하지속곡선(LDC, Load Duration Curve)'이라는 평가도구가 활용되어오고 있다.

공급지장확률은 연중 발전기고장, 예방정비 등으로 전력공급이 전력수요를 충족시키지 못할 확률 또는 기대치를 의미하며 표 2-4는 우리나라의 전력수급계획에서 적정 예비율의 평가기준으로써 LOLP가 어떻게 활용되었는지를 보여 준다 [13]. 아울러, WASP(Wien Automatic System Planning) 모형을 활용한 LOLP 민감도 분석에서 공급신뢰도 기준을 강화하기 위해 LOLP를 줄일 경우 필요한 설비용량은 증가하게 되며 [14], 2008년 기준 우리나라의 적정 LOLP 기준을 0.5일/년이라고 가정하였을

때 적정 예비율은 12%로 확인되었다 [15].

표 2-4 적정 예비율의 평가기준으로 활용된 LOLP

장기전력수급계획		전력수급기본계획	
1차('91) ~ 2차('93)	3차('95) ~ 5차('00)	1차('02) ~ 5차('10)	6차('13)~9차('20)
0.7일/년	0.5일/년	0.5일/년	0.3일/년

※ LOLP(Loss of Load Probability) : 연중 발전기고장, 예방정비 등으로 전력공급이 전력수요를 충족시키지 못할 확률 또는 기대치를 의미

부하지속곡선은 시간에 따른 부하곡선을 부하의 크기순으로 재배치하여 나타낸 것이다. 세로축은 부하의 크기, 가로축은 시간으로 표기되며 곡선은 단조 감소하는 행태를 갖는다. 이를 통해 전체 피크부터 기저부하까지 전체 시간에 대한 부하데이터를 수집 한다 [16]. 부하지속곡선은 심사곡선(Screening Curve)과 함께 활용될 수 있는데, 이 방법은 정태적 접근방법이라고 하며 설비계획 후보발전기의 이용률이 변하면 연간 발전비용이 어떻게 변화하는가를 나타내는 직선을 작성하고, 이를 이용하여 적정 발전기 구성을 찾아내는 것이다.

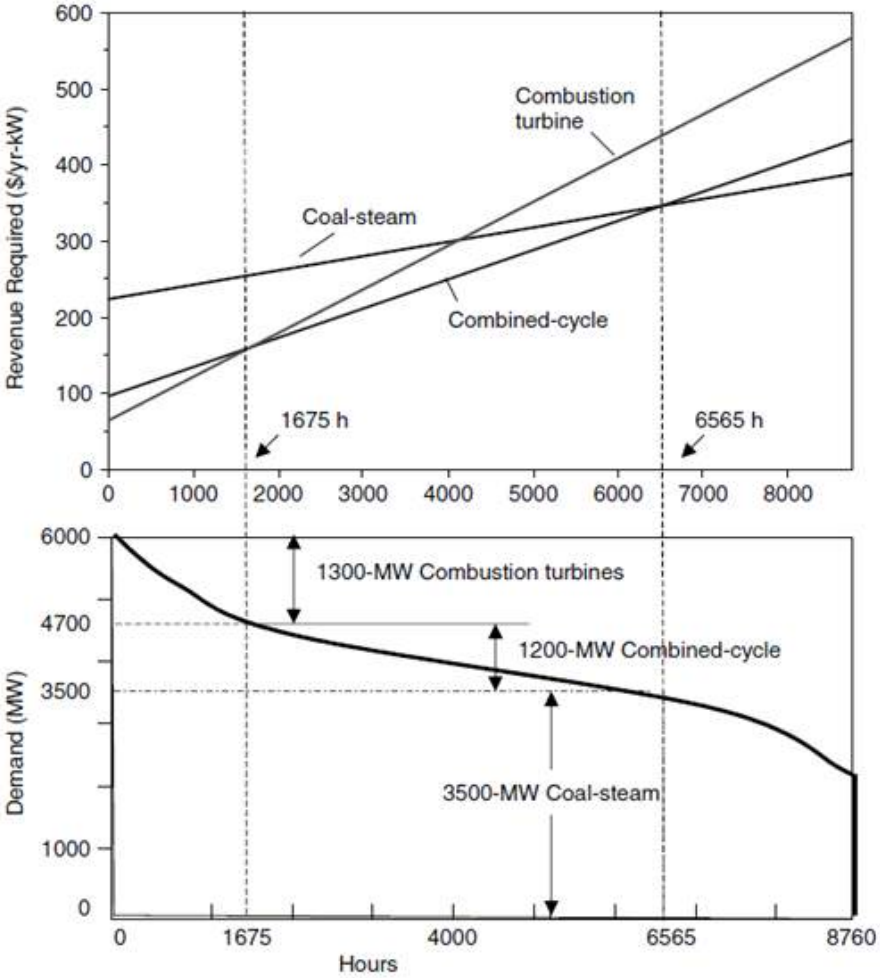

그림 2-7 심사곡선과 부하지속곡선을 활용한 적정 발전기 구성

그림 2-7의 아래 부분은 부하지속곡선을 나타낸 것이며, 위의 부분은 석탄화력, 복합화력, 그리고 가스터빈 발전기에 대하여 이용시간 또는 이용률의 변동에 따른 연간 발전비용의 변동을 나타낸다 [17], [18].

2.2.3 비용 사회화 원칙에서의 발전설비 건설계획 수립

정부 주도 하의 전력수급기본계획 수립에 있어서 향후 15년 동안의 전력수요 예측을 토대로 공급신뢰도를 확보하는 것은 전력수급계획의 목적이자 필요성이라고 할 수 있다. 일반적으로 지금까지의 전력수급기본

계획에서 예측하는 전력수요는 꾸준히 증가하는 모형이 채택 [19], [1]되었고, 그에 따라 공급신뢰도 확보를 위하여 발전설비 또한 건설 계획을 중심으로 검토되어왔다.

공급신뢰도를 확보한다는 것은 곧 전력계통이 붕괴되지 않도록 전력시스템의 주파수를 60Hz로 안정적으로 유지하는 것을 의미하며 그 주체는 시스템 운영자와 발전사업자 간의 전력수급균형을 위한 발전설비의 건설 및 운영 협조이며, 그에 따른 부담은 판매사업자가 지게 된다. 그러므로 비용 사회화 원칙에서는 사회적 비용의 최소화를 위하여 발전설비 건설계획을 도출한 이후에 검토과정을 통하여 최종 계획안을 작성하는 과정을 겪게 된다.

제 3 절 PXFC 시장 : 비용 유발자 부담 원칙

PXFC(Power Exchange for Frequency Control) 시장은 1998년 선행연구 [3]에서 처음으로 제안되었으며, 계약 용량이 동일한 가정용 고객과 철강 회사에 동일한 수급균형 비용이 청구되는 기존 전력시장 매커니즘에 대한 문제의식에서 시작되었다. PXFC 시장은 수급균형 비용을 비용 유발자 부담 원칙을 기반으로 분배하는 구조를 갖기 때문에, 수급균형 의무의 분권화에 초점을 맞춘 다수의 선행연구에서 그 대상 시장으로 활용되어왔다 [4].

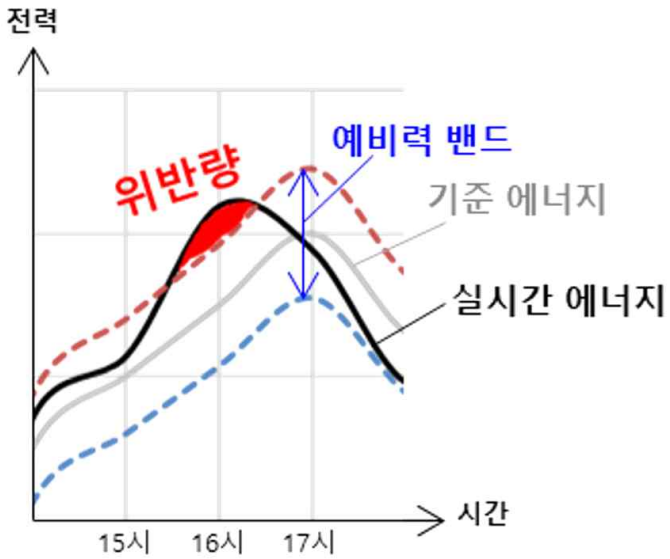

그림 2-8 PXFC 시장 구조

PXFC 시장은 기준 에너지와 그 에너지량을 기준으로 예비력의 개념인 에너지 밴드 용량 상품을 거래하는 시장이다. 그림 2-8과 같이 실시간 에너지와 기준 에너지 간의 편차인 불균형량이 예비력 밴드를 초과하면 위반량이 발생하며, 그에 대한 패널티가 부과된다. 따라서 PXFC 시장 환경에서 판매사업자는 자신의 수요를 예측하여 기준 에너지를 구매하고, 편차의 최댓값을 추정하여 밴드 형태의 예비력 필요량을 사전에 결정해야 한다. 이러한 방식으로 판매사업자는 기존 도매시장에서 보다 전력시스템의 주파수 유지에 더 적극적인 역할을 수행하게 된다.

제 4 절 비용 유발자 부담을 위한 발전설비 건설

2.4.1 예비력 밴드의 적용

앞서 PXFC 시장은 수급균형 비용을 비용 유발자 부담 원칙을 기반으로 분배하는 구조를 갖는다고 언급하였는데, 이를 위해서는 패널티 상황에 대한 정의가 필요하다. 수급균형 비용에 대한 패널티는 특정한 에너

지량을 기준으로 설정된 기준 에너지를 중심으로 예비력 밴드를 적용함으로써 밴드를 초과하는 위반량이 발생하는지에 따른 여부를 가지고 부과 될 수 있는데, 본 연구에서는 PXFC 시장의 아이디어에서 제시된 예비력 밴드를 활용하여 발전설비 건설계획에 반영하고자 한다.

그림 2-9와 2-10은 예비력 밴드가 전력 도매시장에서의 실시간 수급균형을 위한 전력 스케쥴링 뿐만 아니라, 장기적인 차원에서 전력시스템 운영주체로 하여금 자가 발전설비 보유를 위한 건설계획의 기준으로도 확장될 수 있음을 보여준다.

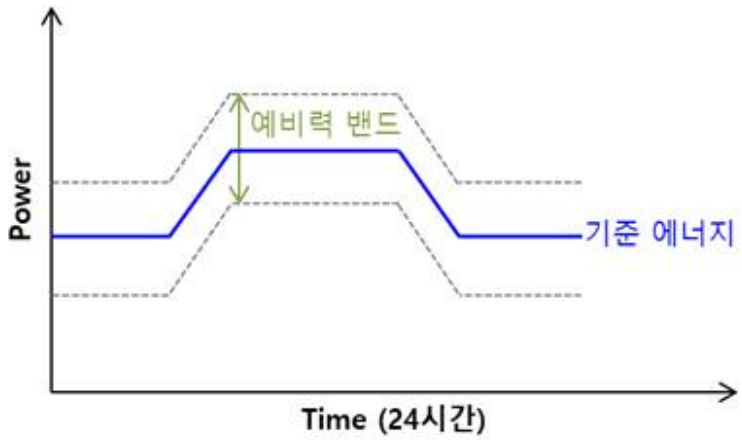

그림 2-9 실시간 수급균형을 위한 에너지 밴드

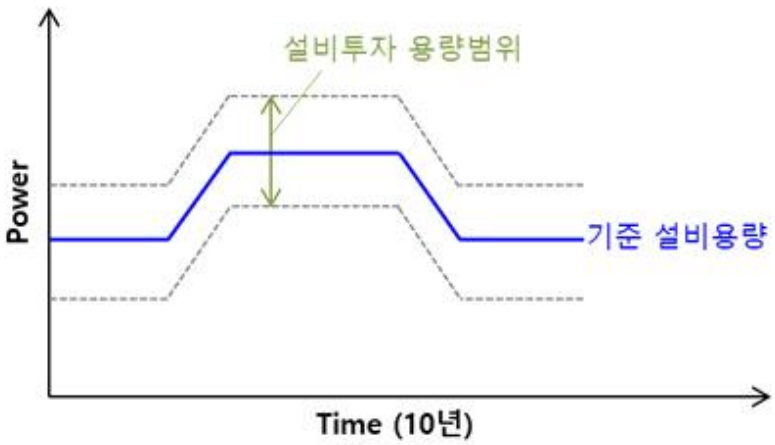

그림 2-10 발전설비 건설계획을 위한 에너지 밴드

2.4.2 PXFC 시장 환경에서의 발전설비 건설계획 수립

예비력 밴드를 자가 발전설비 보유를 위한 건설계획의 기준으로 활용하기 위해서는 전력시스템의 운영주체가 전력계통 및 실시간 균형시장(Balancing Market)의 운영 역할을 수행하는 송전계통운영자(TSO, Transmission System Operator)가 아닌 마이크로그리드(μGrid, Microgrid) 수준으로 배전계통과 가까이서 소규모 수급균형을 담당하는 배전계통운영자(DSO, Distribution System Operator)여야 한다. 우리나라의 전력거래소는 송전망 사업을 하고 있지는 않지만 계통운영의 관점에서 TSO에 가깝고, 선도 및 선물파생상품 거래는 하지 않지만 PX(Power Exchange)의 결합된 형태라고 볼 수 있다 [20].

왜 DSO가 예비력 밴드를 활용하는 주체가 되어야하는지에 대하여 설명하기에 앞서 TSO와 DSO의 책임범위 차이와 당면한 과제들을 먼저 살펴보고자 한다. 먼저 TSO는 전반적인 전력시스템의 신뢰도 유지를 위하여 전력계통 전체를 아우르는 수급균형 및 주파수 제어에 대한 책임이 있는 반면에, DSO는 전력계통 전체의 주파수 유지와는 상관없이 관할 배전망에 한정하여 특정 수요를 기준으로 수요-공급의 수급균형에 대한 책임만을 가진다. 또한, 최근 급증하고 있는 태양광, 풍력 등의 분산에너지자원(DER, Distributed Energy Resources)은 그 특징이 주로 낮은 전압레벨인데다 비동기(Non-Synchronous) 형태의 전력으로써 기존의 전통적인 대형발전기들이 가지는 주파수 응답성, 전압제어, 그리고 관성력 부여 등의 기능을 제공 할 수 없기에 TSO의 입장에서 계통운영에 대한 부담이 증가하고 있다 [21]. 그러므로 TSO가 안정적으로 전력시스템을 운영하기 위해 DSO와의 협조(Coordination)가 중요해지고 있으며 각 이해관계자들 간의 협조모델을 설계하는 등 많은 노력이 필요 [22]하고 이는 DSO의 역할이 현재 보다 더 증대되어야 하는지에 대한 이유와 DSO가 역할을 확대하기 위하여 예비력 밴드를 활용해야하는 필요성으로 설명될 수 있다.

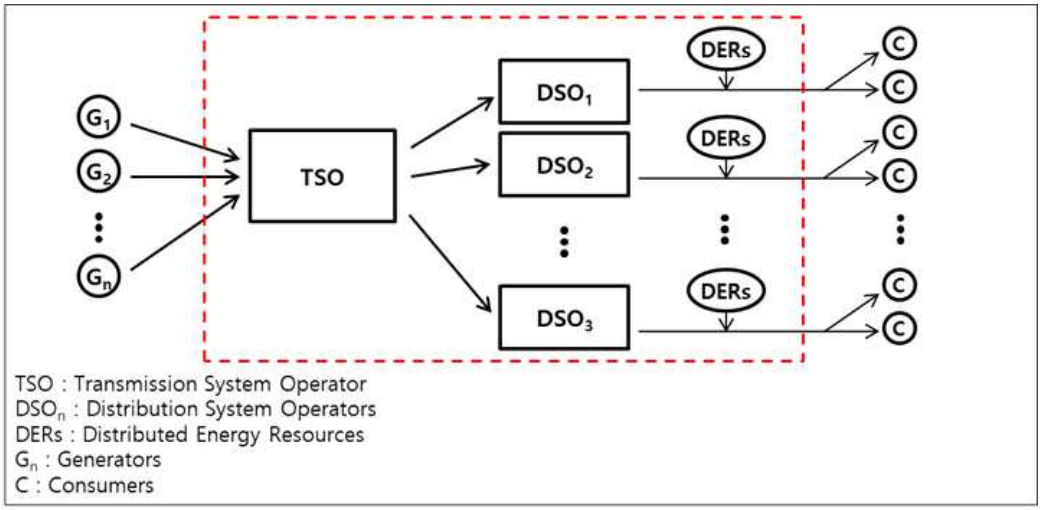

그림 2-11 TSO와 DSO의 관계 및 전력거래 흐름 개요

그림 2-11은 본 연구에서 다루고자하는 전력시장에서 TSO와 DSO의 관계 및 전력거래의 흐름을 도식화하여 나타낸 것으로 TSO는 기존의 전통적인 발전사업자로부터 공급받은 전력을 다수의 DSO에게 제공하고, 다수의 DSO는 각자가 가진 분산에너지자원과 결합하여 소비자에게 전기에너지를 서비스하는 구조를 갖는다. 여기서 DSO는 Load Aggregator를 매개로 분산에너지자원의 전력을 구매할 수도 있지만, 자체적 분산에너지자원을 운용하여 자신의 관할지역 전력 수급균형에 활용함으로써 보다 유연한 수급균형 및 수익성의 극대화를 도모 할 수 있다.

제 3 장 전력시장의 변화와 DSO의 등장

제 1 절 재생에너지의 확대와 DSO, µGrid의 등장

3.1.1 기후변화와 재생에너지

산업혁명 이후 지난 150년간 화석연료의 사용에 의한 대기 중 이산화탄소(CO_2) 농도는 폭발적으로 증가해왔다. 그림 3-1은 지난 1천년 동안의 지구 대기 중 이산화탄소 농도와 지구 대기온도 간의 관계를 보여주는데, 1850년대 시작된 산업혁명 이후 이산화탄소 농도가 기하급수적으로 증가하기 시작하였고 증가된 이산화탄소 농도에 의한 온실효과로 인해 지구로 들어온 태양열이 다시 지구 밖으로 빠져나가지 못하고 축적되어 지구 대기온도를 거의 수직상승에 가깝게 증가시켜왔다.

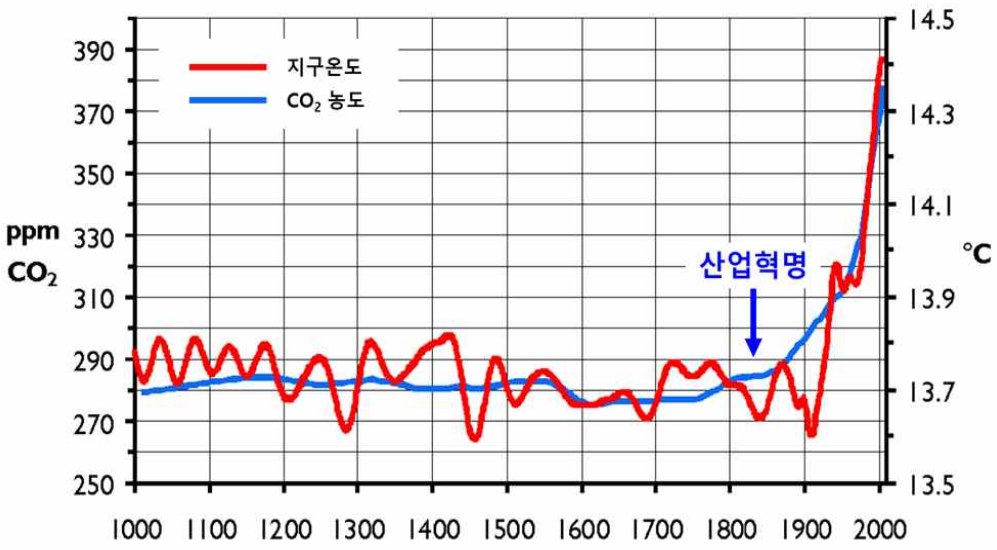

그림 3-1 대기 중 CO_2 농도 증가와 지구 대기온도의 변화 [23]

지구 대기온도의 증가는 그림 3-2와 같이 빙하면적의 감소와 해수면의 상승을 불러오고 있으며, 이에 따른 이상기후 현상이 지구촌 곳곳에서 나타나고 있다.

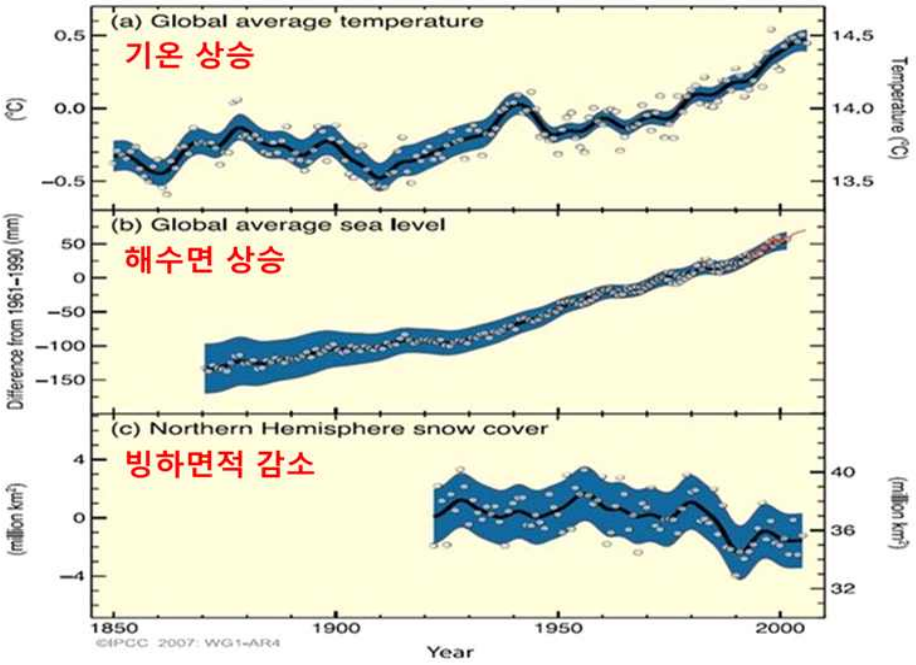

그림 3-2 지구 대기온도 증가에 따른 기후/환경 변화 [24]

이러한 기후/환경 변화에 따른 이상기후 현상이 점차 심각해지고 지구생태계 유지에 대한 위기로까지 확대됨에 따라 지구 대기온도가 회복불가능한 임계점(Tipping Point)에 도달하기 전에 대기 중 이산화탄소 농도를 낮추기 위한 노력으로써 화석연료의 사용을 줄여야 한다는 인식이 전 세계적으로 확고하게 자리를 잡게 되었다.

오늘날 대부분의 화석연료 사용은 에너지 분야에서 이루어진다. 그림 3-2와 같이 IEA(International Energy Agency)의 World Energy Outlook 2020(이하, WEO 2020)에 따르면 2019년 기준 세계 에너지 수요의 71%가 Oil(32%), Coal(26%), Gas(23%)로 이루어져 있음을 알 수 있다 [25]. 하지만, 2030년의 전망을 보면 시나리오 마다 차이는 있으나 공통적으로 화석연료에 따른 발전량은 줄어들고 재생에너지의 발전량은

증가하는 것을 볼 수 있다. 이는 파리기후협약, NZE2050(Net Zero Emissions by 2050), 그리고 우리나라의 재생에너지 3020 이행계획과 같이 기후변화의 위기로부터 벗어나기 위한 노력을 보여준다. 특히, NZE2050의 경우, 2050년도까지 산업분야에서 발생하는 이산화탄소의 순배출량을 Zero로 한다는 목표로써 그 중심에는 재생에너지가 있으며, NZE2050이 실현된다면 그림 3-4와 같이 거의 모든 산업분야에서의 이산화탄소 배출량이 급격하게 줄어들 것으로 예상된다.

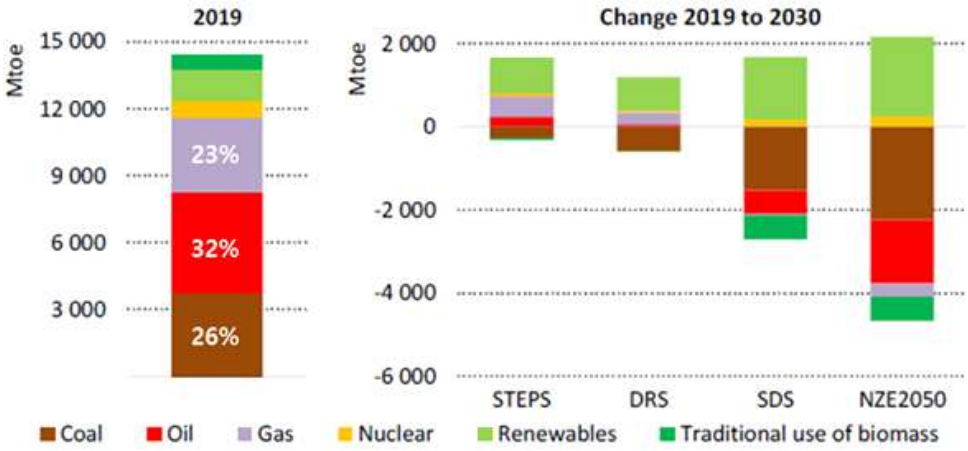

그림 3-3 WEO 시나리오 전망과 재생에너지 발전량

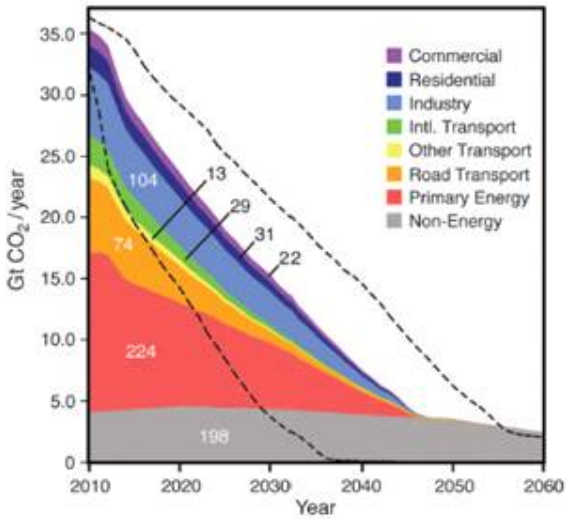

그림 3-4 산업별 CO_2 배출량 전망

3.1.2 재생에너지 발전량 증가에 따른 문제점

앞서 지구 대기온도 상승을 막기 위한 노력으로써 이산화탄소 배출량을 줄이기 위하여 재생에너지의 발전비중이 빠르게 증가할 것으로 예상하였는데, 재생에너지의 확대는 반드시 필요하지만 기존 전력시스템에는 다음과 같은 문제점을 야기한다.

첫째, 전력생산의 불확실성으로 인한 전력공급 불안정성 증가

둘째, 생산되는 발전량의 변동성으로 인한 수급균형의 어려움

셋째, 전력계통의 관성력 저하로 인해 대형 동기발전기 탈락 시 계통붕괴 가능성 증가

대표적인 재생에너지 발전원인 태양광 발전의 경우, 생산하는 전력이 지표면에 도달하는 태양의 복사에너지인 일사량의 절대적 영향을 받으며 풍력 발전 또한 예측하기 어려운 자연현상인 바람의 양에 절대적인 영향을 받는다. 이에 따라 재생에너지 발전원이 생산하는 전력에서 불확실성 및 변동성은 반드시 수반될 수밖에 없는 요소이다. 또한 2장에서 다룬 바와 같이, 기존의 전력시스템은 동기발전기를 이용한 대규모 전력시스템으로서 동기발전기 간의 기계적 관성력에 따른 주파수 유지가 상대적으로 용이하다. 하지만, 재생에너지 발전은 동기발전기와는 다르게 관성력을 전력시스템에 공급할 수 없으므로 재생에너지 발전량이 증가하게 되면 전체 전력시스템에서 관성력을 유지할 수 있는 발전기의 비율이 줄어들게 되어 관성력 저하로 인해 대형 동기발전기가 고장 또는 송전망 문제로 탈락하게 될 경우 기존의 전력시스템 대비 계통붕괴의 가능성이 커진다.

아울러, 선행연구에 따르면 태양광 및 풍력 발전의 최대부하를 기준으로 상위 10%, 5%, 3% 부하에 대한 상관관계를 분석한 결과, 첨두부하 시간대와 태양광, 풍력 사이의 상관관계는 없는 것으로 판단되기에 부하조정자로 모델링되는 것이 적합 [26]한데, 이를 적용하여 우리나라 일간 전력수요 패턴을 전망한 결과 그림 3-5와 같이 태양광 발전의 증가에

따라 하루 중 태양광의 발전량이 최대가 되는 10시 ~ 15시 사이에 기저발전의 발전량을 깎아먹는 현상이 발생하게 된다 [27]. 이를 덕커브(Duck Curve) 현상이라 지칭하는데, 해당 용어는 태양광 등 재생에너지 발전비중이 크게 증가한 지역에서 태양이 떠있는 시간대 부하가 급격하게 감소하는 양상을 의미하며 미국 캘리포니아주의 전력공급 사업자인 캘리포니아 계통운영기구(CAISO, California Independent System Operator)는 2016년 재생에너지 발전목표와 온실가스 배출량 저감 목표를 반영하여 2020년까지의 전력 부하 변화를 추정하며 사용하였다. 덕커브 현상이 심화되면 출력 변동성의 심화로 순부하량에 대한 예측정확도가 떨어질 수 있으며, 그로 인해 단시간 내 기동이 가능한 가스발전 등의 속응성 발전자원이 예비력으로 필요하게 되어 전력시스템의 운영비용 상승으로 이어지는 등 전력시스템의 안정적이고 효율적인 운영에 부담으로 작용하게 된다.

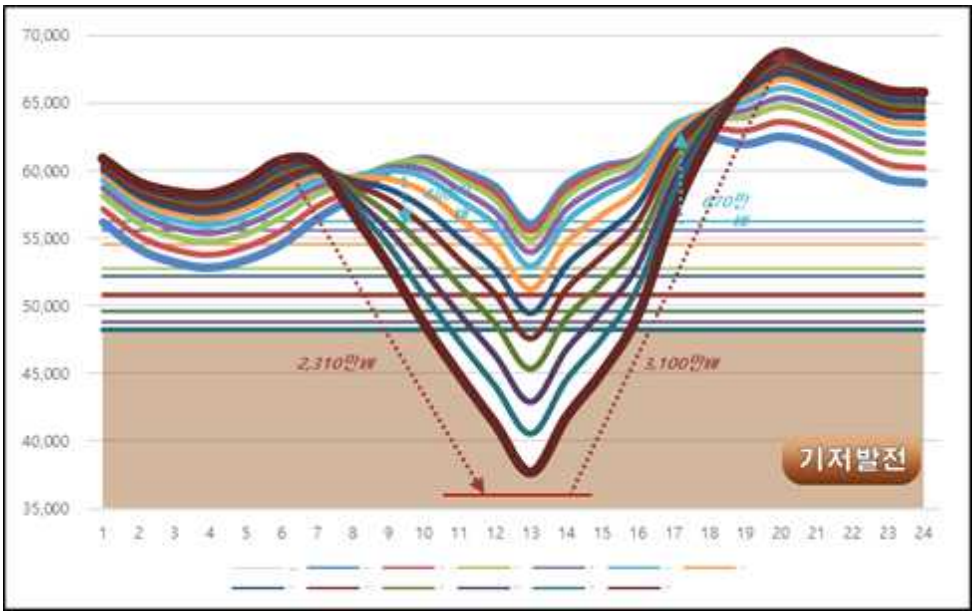

그림 3-5 태양광 증가에 따른 전력수요 패턴변화 전망

이러한 문제점들은 하나의 단일 계통으로 구성된 우리나라 전력시스템에서는 쉽게 극복할 수 있는 문제가 아니므로 변화하는 발전원 및 전

력시스템에 대한 대응방안으로써 새로운 전력시장 구조 및 시스템에 대한 아이디어가 필요하다. 이에, 본 연구에서는 마이크로그리드의 구성과 배전계통운영자의 등장에 따른 배전계통 중심의 전력시장 개편과 방향을 함께 하고자하며 마이크로그리드 차원의 수급균형에 대한 긍정적인 기대를 가지고자 한다.

3.1.3 DSO의 필요성 및 μGrid의 역할

배전망에 연계되는 분산에너지자원과 프로슈머가 확대됨에 따라 배전계통운영자의 기능과 구조에 대한 논의가 활발하게 진행되고 있으며 특히, 분산에너지자원의 규모가 커짐에 따라 기존 전력시스템에서 발생하는 문제점들을 해결하기 위하여 기존의 계통운영관리를 넘어 다양한 분산자원과 전력기술을 수용하고 이를 기반으로 양방향 전력거래를 촉진하는 통합 플랫폼으로서 배전계통운영자라는 개념이 등장하였다고 할 수 있다 [28]. 배전계통운영자의 기본적인 역할은 자신이 담당하는 마이크로그리드 구역에 전력을 공급하고 수요전력을 기준으로 수급균형을 실시하는 것이다. 이는 송전계통운영자가 수행하는 수급균형과는 다음과 같은 차이가 있는데, 송전계통운영자의 수급균형은 “공급-수요”의 차이가 0(Zero)이 되도록 Balancing을 수행하는 한편, 배전계통운영자의 수급균형은 특정 값을 가진 수요전력을 충족하도록 Balancing을 수행한다는 것이다. 즉, 배전계통운영자의 수급균형 목적은 동기탈조로부터 전력시스템의 붕괴를 막기 위한 주파수 제어가 아니라는 것이다. 또한, 마이크로그리드 내에서 배전계통운영자가 해당 구역의 수급균형을 책임지게 된다면, 미래의 수요변화를 예측하여 선도시장(Forward Market)을 도입하는 것도 가능하게 된다. 즉, 발전설비의 투자계획을 배전계통운영자 스스로 할 수 있게 되는 것이며, 그림 3-6의 Time Scale에서 Generation Schedule 보다 시간규모에서 상위인 Construction까지 Control 영역이 확장되는 것이라고 할 수 있다.

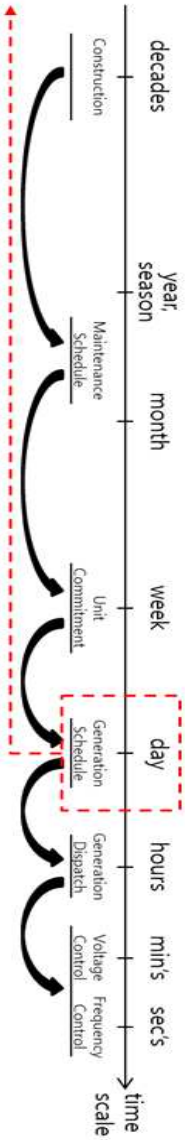

그림 3-6 Time Scale에 따른 전력생산의 흐름

본 연구에서는 이와 같은 배전계통운영자의 필요성과 마이크로그리드의 역할에서 착안하여 배전계통운영자의 입장에서 발전설비의 건설에 투자를 진행할 경우, 발전설비 포트폴리오 구성을 어떻게 하는 것이 효과적인지를 보이고, 나아가 배전계통운영자의 투자성향에 따른 발전설비 포트폴리오 구성 전략을 제시하고자 한다.

제 2 절 DSO의 역할과 혼합경제체제와의 비교

전통적인 전력산업의 구조는 국가기간산업이라는 특성으로 인해 수직통합적 구조를 가지고 있었다. 이러한 구조는 정부 규제기관인 전력회사로 하여금 안정적인 전력공급 서비스를 의무화하고 이에 대한 적절한 투자와 보수율을 전력요금을 통하여 회수 할 수 있도록 하는 규제 방식을 가능하게 하였다. 하지만, 발전기술의 향상과 분산에너지자원의 급속한 확대로 인하여 그 동안 상대적으로 중요하게 다루어지지 않았던 배전망 부문에서 전력산업의 변화가 발생하고 있고 그 대표적인 예가 배전계통운영자와 분산자원모집자이다.

경제학에서도 이와 비슷한 사례로써 과거에는 정부의 통제가 중요한 역할을 하는 '통제경제(Command Economy)'체제가 주류를 이루었으나, 많은 나라들이 통제경제의 한계를 인식하고 시장경제로 전환을 하게 되었다. 하지만, 모든 일을 시장에 내맡기는 것도 문제가 있기에 순수한 시장경제를 선택하는 경우는 매우 드물며 겉으로는 시장경제를 표방하고 있지만, 실제로는 정부도 중요한 역할을 하는 '혼합경제(Mixed Economy)'의 성격을 갖는 경우가 대부분이다 [29].

그러므로 전력시스템도 이와 유사한 방향으로 변화해가는 것이 자연스러운 흐름이라고 생각되며, 그 변화의 중심에서 배전계통운영자가 중요한 역할을 할 것으로 판단된다.

제 4 장 DSO 관점의 설비투자 포트폴리오

제 1 절 DSO 발전설비의 운영목적 및 구성

4.1.1 DSO 발전설비의 목적 및 필요성

배전계통운영자(DSO)의 책무는 마이크로그리드와 같은 배전계통 단위에서 송전계통운영자(TSO)와의 협조를 통해 안정적으로 관할구역 내의 필요 전력을 공급하는 것이다. 즉, 그림 4-1과 같이 단기적 관점에서 배전계통운영자는 예측된 수요를 중심으로 수급균형을 수행해야 하는데, 여기서 수급균형이란 특정 전력수요 값을 충족시킨다는 의미가 된다.

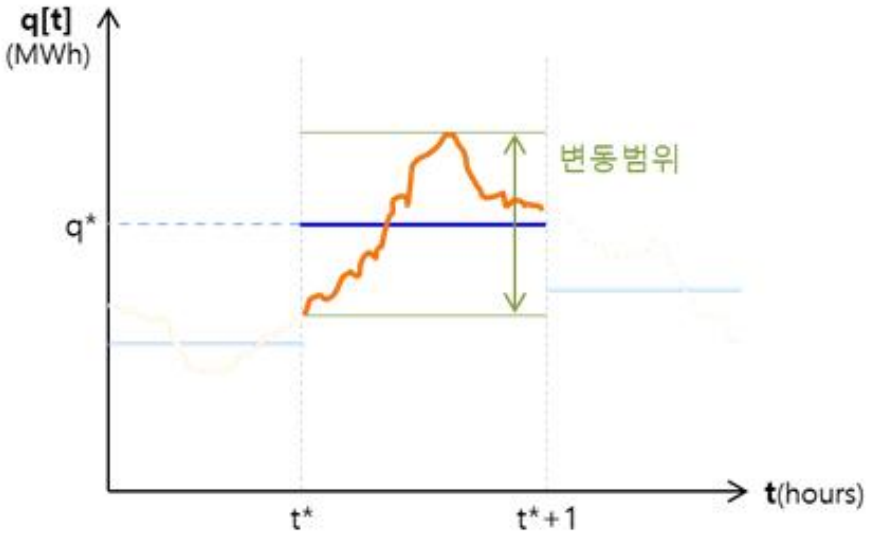

그림 4-1 DSO의 단기적 관점에서의 수급균형

배전계통운영자의 장기적 관점에서의 책무 또한 예측된 수요를 중심으로 수급균형을 수행한다는 점에서는 단기적 관점에서의 책무와 다를

것이 없다. 하지만, 시간이 지남에 따라 증가하는 수요모델이 적용될 경우 Customer의 규모가 늘어나게 되어 배전계통운영자는 예측된 수요변화 또는 목표수요에 따라 발전설비 건설계획을 수립하거나, 분산에너지 자원의 모집 규모를 늘리는 등의 대책을 마련해야한다. 그림 4-2는 배전계통운영자가 향후 10년간 증가하는 수요에 따라 공급할 수 있는 전력의 규모를 어떻게 늘려야하는지를 보여주는데, 미래에 대한 예측을 기반으로 하기 때문에 장기로 갈수록 불확실성의 증가에 따라 예비력 개념의 밴드가 점차 커지는 것을 알 수 있다.

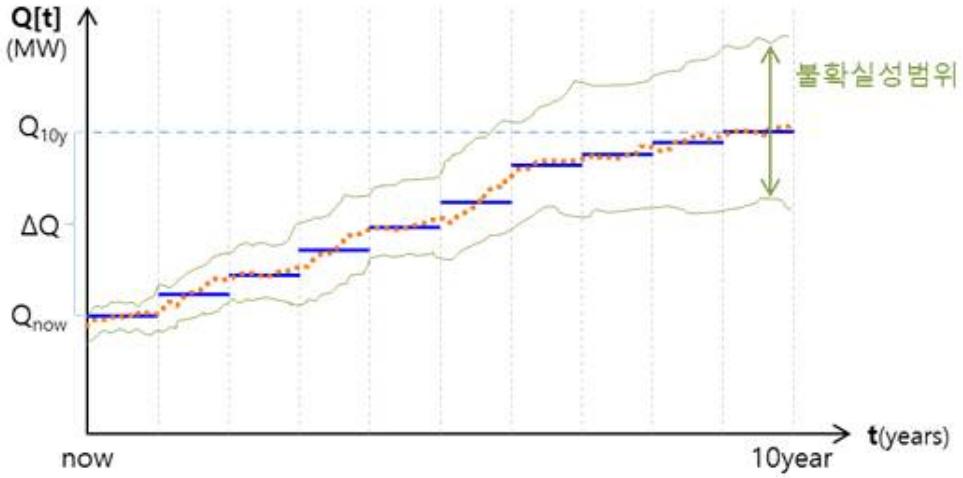

그림 4-2 DSO의 장기적 관점에서의 발전설비 건설계획 수립

배전계통운영자가 장기적 관점에서 증가하는 수요에 대한 대책으로써 추가 발전설비를 운영하게 될 경우, 배전계통운영자의 입장에서 효과적인 발전설비 포트폴리오 구성에 대한 Needs가 발생하게 된다. 또한 발전설비 건설계획을 수립 시 각 발전설비 투자에 따른 비용 및 특성에 따른 출력의 변동성을 고려한 최적화가 필요하므로 발전설비를 추가로 운영하고자하는 배전계통운영자에게 발전설비 투자에 대한 포트폴리오 전략은 수익성을 극대화하기 위하여 반드시 필요하다.

4.1.2 DSO 발전설비의 구성안

배전계통운영자가 마이크로그리드를 운영함에 있어서 갖출 수 있는 발전설비에는 대표적인 분산에너지자원에 해당하는 태양광, 풍력, 그리고 ESS가 있을 수 있으며, 본 연구에서는 자체적으로 전력생산의 자급이 가능한 마이크로그리드를 가정하였기에 NG엔진을 발전설비 구성에 추가하였다. 또한, 필요 시 안정적으로 수급균형을 실시할 수 있도록 계통 수전도 할 수 있는 현실성 있는 발전설비 조합의 마이크로그리드 운영하고자 한다. 즉, 배전계통운영자는 분산에너지자원을 최대한 활용함으로써 Customer에게 판매하는 전체 전력의 단가를 낮출 수 있고 수익성을 극대화 할 수 있다. 그림 4-3은 설명한 마이크로그리드 및 배전계통운영자의 발전설비 구성을 개념적으로 보여준다.

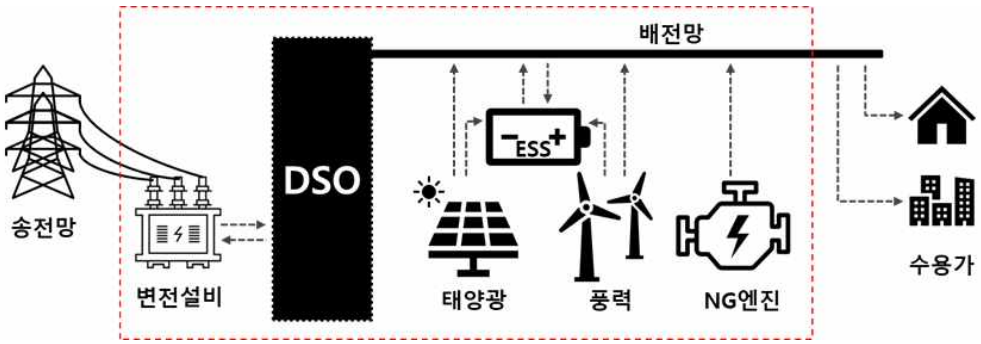

그림 4-3 DSO 발전설비 구성 개요

아울러, 배전계통운영자 발전설비를 대상으로 금융자산 포트폴리오의 위험자산 및 무위험자산과 대응시키면 다음과 같다.

- 태양광 (위험자산1) : Very-High Profit & Very-High Variability
- 풍력 (위험자산2) : High Profit & High Variability
- NG엔진 (위험자산3) : Low Profit & Low Variability
- 계통 수전 (무위험자산) : Very-Low Profit & Zero Variability
- ESS : 재생에너지 발전원의 Variability를 낮추는 기능
  (단, 발전설비 구성을 위한 비용은 상승함)

제 2 절 포트폴리오 이론의 개요

4.2.1 포트폴리오 이론의 정의

포트폴리오 이론이란 투자자의 입장에서 미래가 불확실하다는 가정을 바탕으로 투자에 따른 기대수익률을 극대화하기 위해서 적용하는 방법론을 의미하는데, 미래가 불확실한 상황에서 금융투자자의 자산선택은 미래의 수익률뿐만 아니라 위험의 수준도 중요한 투자의 기준으로 작용하게 된다. 즉, 하나의 자산에만 집중하여 투자하는 것 보다 여러 자산에 분산하여 투자하면 미래의 불확실한 상황으로 인한 투자 손실의 위험을 줄일 수 있는데 [30], 이를 수학적으로 증명해낸 것이 포트폴리오 이론이며 금융자산에서 여러 자산에 분산투자 하는 경우의 기대수익률은 다음과 같이 표현된다.

두 가지 금융자산에 분산투자하는 것을 가정하는 경우 :

$$E(r_p) = w_1 \cdot E(r_1) + w_2 \cdot E(r_2)$$

이를 다수의 금융자산으로 확대하면 :

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^{n} w_i \cdot E(r_i) \quad (\text{단}, \sum_{i=1}^{n} w_i = 1)$$

위의 식에서 각 개별자산에 대한 수익률의 가중치(ω)는 0보다 크고 전체 가중치의 합계는 1이다. 투자에서의 위험이란 수익률의 높고 낮음 또는 마이너스 수익률이 아니라, 미래에 대한 불확실성을 의미하므로 이들 자산 포트폴리오의 위험은 분산 또는 표준편차로 나타나는데 두 가지

의 금융자산과 다수의 금융자산에 분산투자를 할 경우 분산은 다음과 같이 계산된다.

두 가지 금융자산인 경우의 분산 :

$$\sigma_p^2 = w_1^2 \cdot \sigma_1^2 + w_2^2 \cdot \sigma_2^2 + 2 \cdot w_1 \cdot w_2 \cdot Cov(r_1, r_2)$$

$$(\text{단, } Cov(r_1, r_2) = \rho\sigma_1\sigma_2 = \sigma_{1,2})$$

이를 다수의 금융자산으로 확대했을 경우의 분산 :

$$\sigma_p^2 = E[r_p - E(r_p)]^2 = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} w_i w_j Cov(r_i, r_j)$$

다음 항에서 보다 자세히 설명하겠지만, 포트폴리오의 위험분산 효과는 여러 개의 자산에 분산하여 투자함으로써 단일 자산에 투자할 경우 집중되는 위험을 줄일 수 있다.

4.2.2 포트폴리오의 위험분산 효과

포트폴리오의 위험분산 효과란 여러 개의 자산에 분산하여 투자를 하면, 단일 자산에 모두 투자할 경우에 비해서 포트폴리오를 구성하는 자산들의 움직임이 서로의 위험을 상쇄하기 때문에 자산의 결합으로 인하여 개별자산에 집중되는 것 보다 위험이 줄어드는 효과를 의미한다.

특히, 분산을 구하는 식에서 상관계수(ρ)의 크기에 따라 기대수익률과 위험의 관계가 달라지는데, 그림 4-4는 두 자산 간의 상관계수에 따른 기대수익률과 표준편차의 관계를 보여준다. 상관계수가 1인 경우에는 포트폴리오의 기대수익률과 위험은 비례적으로 증가하는 선형관계가 형성된다. 반면에 상관계수가 -1인 경우에는 자산에 대한 투자비율의 조정

에 따라서 완전히 위험이 없는 포트폴리오를 구성할 수 있다. 상관계수가 0인 경우에는 자산의 결합관계가 상관관계가 1일 때와 -1일 경우의 사이에 위치하며 곡선으로 휘어지는 경향을 보인다.

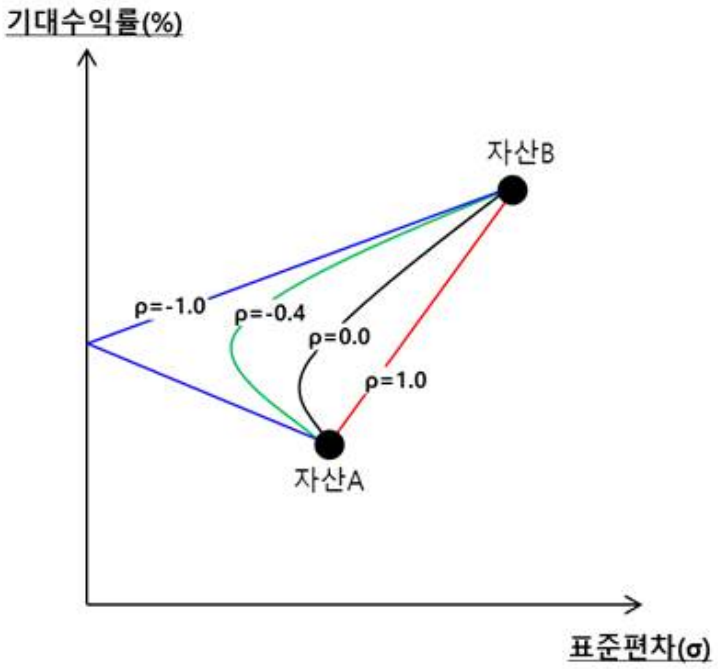

그림 4-4 상관계수에 따른 포트폴리오 구성

이와 같이 대체로 투자한 금융자산에 대한 상관관계가 크지 않을 경우에 어느 정도 위험을 분산시키는 효과가 커지며, 기대수익률이 일정한 경우 개별 금융자산 간의 상관계수가 적을수록 위험의 분산효과가 커지고 완전한 음의 상관관계 일 때 위험이 최소화됨을 알 수 있다.

4.2.3 효율적 포트폴리오 도출

포트폴리오를 구성하는 자산들의 집합 중에서 여러 가지 자산의 포트폴리오 중 동일한 기대수익률 하에서 분산이 작아서 낮은 위험을 달성할 수 있는 집합 또는 동일한 위험 하에서 높은 기대수익률을 달성할 수 있는 집합을 효율적 포트폴리오라고 부른다.

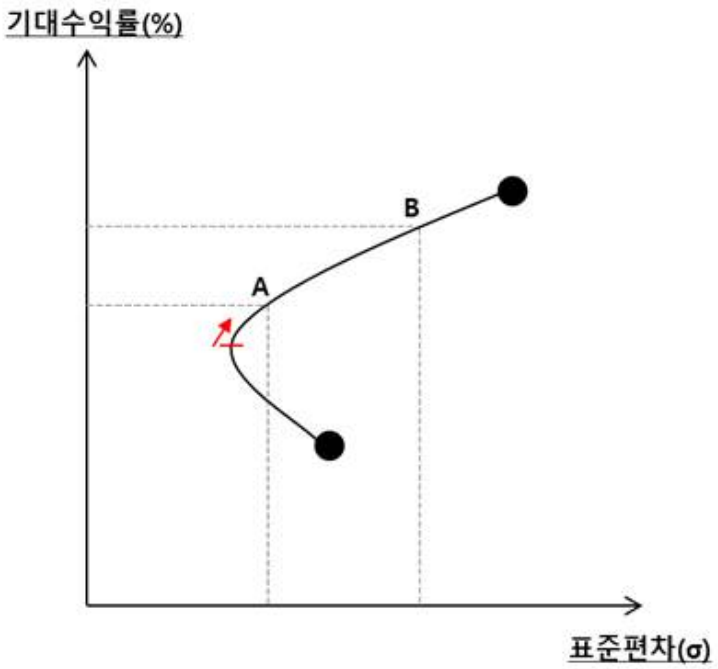

그림 4-5 위험자산에 투자 시 효율적 포트폴리오

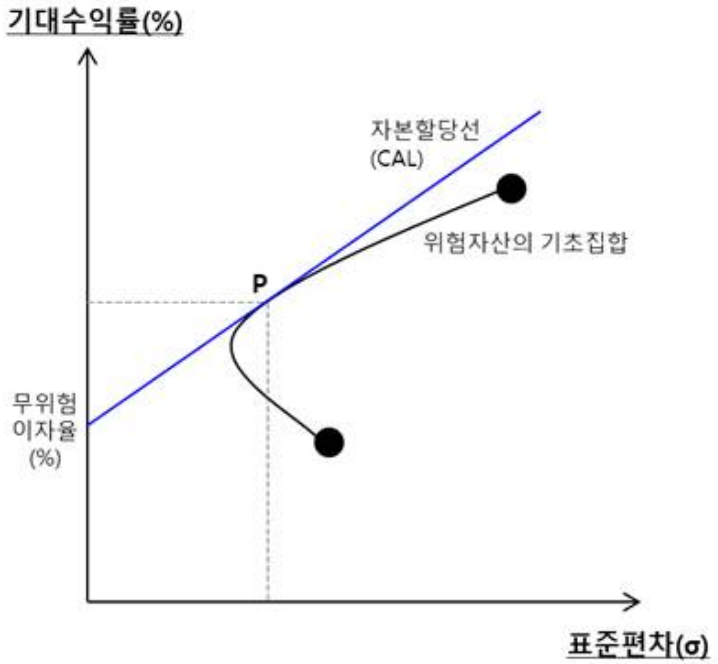

그림 4-6 위험자산에 투자 시 최적 포트폴리오

그림 4-5에서 붉은 화살표 방향으로의 선으로 구성된 포트폴리오 집합이 효율적 포트폴리오이다.

현명한 투자자들은 이러한 효율적 포트폴리오선과 접하는 점에서 그들의 효용을 극대화하는 전략을 택한다. 그런데 이러한 위험자산에 대한 효율적 프론티어 상에 있는 점들의 집합 중 최적 포트폴리오를 구하기 위해서는 그림 4-6과 같이 무위험이자율을 가진 자본할당선(CAL, Capital Allocation Line)과 위험자산의 효율적 포트폴리오 상의 점과 만나는 점(P)에서 최적 포트폴리오를 구성하는 금융자산의 비중을 결정할 수 있다.

이와 같이 위험자산 외에 무위험자산에도 투자하여 포트폴리오를 구성하면 기대수익률은 위험자산에만 투자할 경우와는 다르게 나타나는데, 그럴 경우의 포트폴리오 기대수익률은 다음과 같다.

$$E(r_p) = w \cdot E(r_c) + (1 - w) \cdot r_f = r_f + w \cdot [E(r_c) - r_f] \quad \dots (1)$$

단, $E(r_c)$: 위험자산 C의 기대수익률
r_f : 무위험률

식 (1)은 위험자산과 무위험자산으로 구성된 포트폴리오의 기대수익률로서 위험자산과 무위험자산의 투자 비중에 의해 결정된다.

다음으로 위험자산과 무위험자산을 결합한 포트폴리오 수익률의 표준편차는 위험자산 수익률의 표준편차에 위험자산에 대한 투자 비중을 곱한 값으로 나타난다.

$$\sigma_p = w \cdot \sigma_c \quad \dots (2)$$

단, σ_c는 위험자산 C의 수익률 표준편차

위험자산과 무위험자산으로 구성되는 포트폴리오의 기대수익률과 표

준편차를 구한 다음 식 (1)에 식 (2)를 대입하면, 식 (3)이 도출된다.

$$E(r_p) = r_f + \frac{E(r_c) - r_f}{\sigma_c} \cdot \sigma_p \quad \dots (3)$$

식 (2)와 식 (3)에서 포트폴리오의 기대수익률과 위험은 위험자산 C의 투자 비중이 증가함에 따라 선형적으로 증가된다는 것을 알 수 있다.

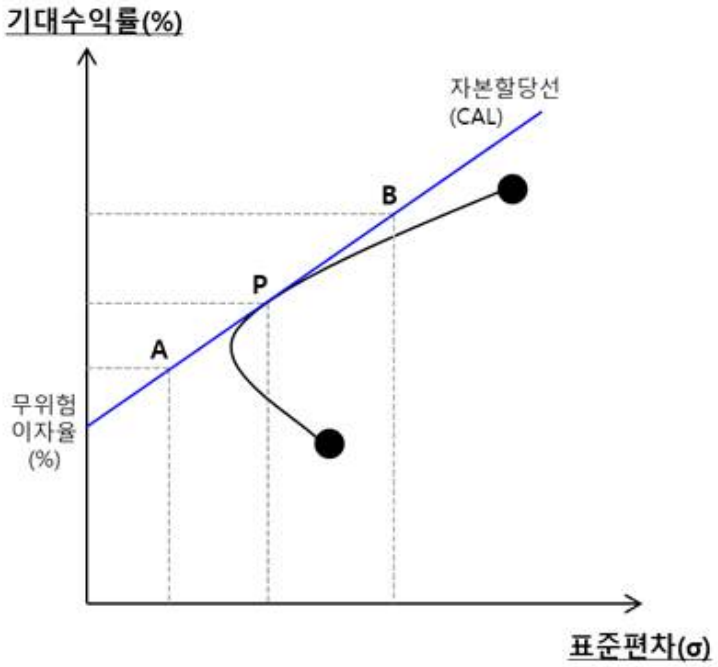

그림 4-7 위험자산과 무위험자산에 투자 시 최적 포트폴리오

이와 같이, 금융자산 선택에 있어서 무위험자산이 투자되는 경우, 우선 위험자산의 최적 포트폴리오로서 시장 포트폴리오를 선택한 후 무위험자산 f와 시장 포트폴리오 P 사이의 자본배분을 통하여 금융자산의 투자 비중을 결정할 수 있다. 그림 4-7은 위험자산과 무위험자산에 투자 시 최적 포트폴리오의 선택을 어떻게 할 수 있는지를 보여주는데, 위험회피성향이 강한 투자자의 경우 위험자산과 P에 분산투자하여 자본할당선과 효용곡선이 만나는 A의 지점에서 기대효용을 극대화하게 되고, 반

면 위험선호성향이 강한 투자자는 B의 지점에 투자함으로써 기대효용을 극대화하게 된다.

본 연구에서는 이와 같은 방식으로 자본할당선 위에서 배전계통운영자의 투자성향에 따라 위험 수준을 직접 선택하여 발전설비 투자자 입장에서 최선의 발전설비 포트폴리오 구성을 할 수 있도록 가이드를 제시할 계획이다.

제 3 절 DSO를 위한 발전설비 포트폴리오 구성

4.3.1 포트폴리오 이론의 DSO 발전설비 계획에의 적용

포트폴리오 이론은 앞서 설명한 바와 같이 두 가지 이상의 자산이 가지는 수익과 위험에 대한 지표를 활용하여 낮은 위험에서 수익을 극대화하는 방법을 찾는 것이다. 이때 수익은 수익률로 표현되고, 위험은 분산 또는 표준편차를 활용하여 나타낸다.

발전설비 건설계획에 포트폴리오 이론을 적용할 경우에는 표 4-1과 같이 수익과 위험을 각각 균등화발전원가(LCOE, Levelized Cost of Electricity) 및 발전량에 대한 변동성(Variability or Reliability)을 활용하여 나타낼 수 있다.

표 4-1 포트폴리오 이론의 발전계획에의 적용

구분	포트폴리오 이론	발전계획
수익	수익률	LCOE (총 비용을 kWh당 단가로 표현)
위험	표준편차	변동성 (Variability or Reliability)

균등화발전원가(이하, LCOE)는 kWh당 평균 발전비용으로써 해당 발전시설 총 비용의 현재 가치를 총 발전량의 현재 가치로 나눈 값인데,

여기에는 투자비용 및 전체 운영기간 동안의 운영비용, 이용률, 그리고 할인율 등이 모두 포함된다. LCOE는 비용을 의미하지만 수익을 대체하여 표현한 이유는 배전계통운영자가 수익성을 개선하기 위해서는 수급균형에 필요한 전력의 생산단가가 계통으로부터 구매하는 수전단가 보다 저렴해야하며, 그 비용차이의 크기는 곧 수익을 의미하기 때문이다. 또한, 관할 구역의 전력계통을 안정적으로 운영해야할 책무가 있는 배전계통운영자의 입장에서 자신이 운영하는 발전설비 발전량의 변동성은 곧 수급균형에 대한 위험으로 인식될 수 있기에 위험을 발전량에 대한 변동성으로 표현하였다.

그림 4-8은 포트폴리오 이론을 금융 투자에 적용하였을 때의 효율적 프론티어를 나타내고, 그림 4-9는 포트폴리오 이론을 발전설비 건설계획에 적용하였을 때의 효율적 프론티어를 나타낸다.

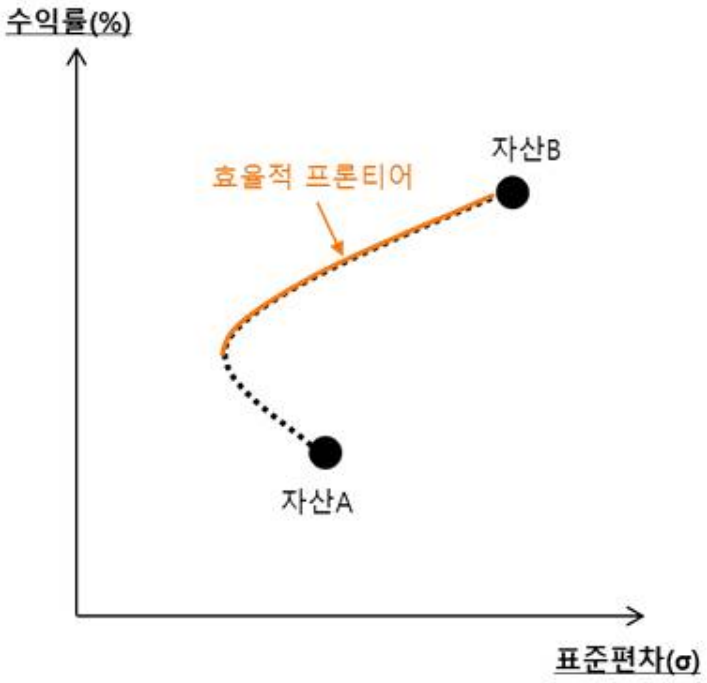

그림 4-8 포트폴리오 이론의 금융 투자 적용 예

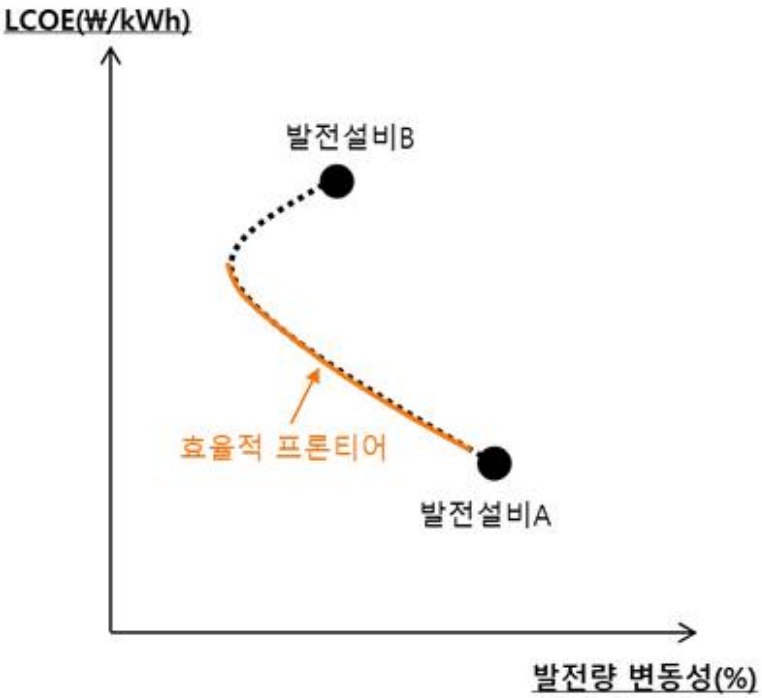

그림 4-9 포트폴리오 이론의 발전설비 건설계획 적용 예

4.3.2 대상 발전원별 LCOE 및 변동성

발전설비 포트폴리오 구성 대상이 되는 발전원들의 LCOE는 국가 및 연도마다 상이하지만, 본 연구에서는 'LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS 2020년 버전'에서 산출한 LCOE 값 및 계산 근거 Data [31]를 활용하여 태양광과 풍력 발전설비의 기본 LCOE로 활용할 예정이다.

그림 4-10은 해당 자료로부터 얻은 발전설비별 LCOE($/MWh)를 보여주는데, 태양광 발전의 LCOE의 경우 다양한 종류의 Panel에 따라 여러 가지 LCOE가 존재하지만 본 연구에서는 가장 보편적인 PV(Photovoltaic) Panel 종류인 Crystalline LCOE의 중간 값을 활용할 예정이며, 풍력 발전의 경우에도 Onshore LCOE의 중간 값을 활용하고자 한다.

그림 4-10 발전설비별 LCOE($/MWh) : 2020년도 기준

이에 따라 본 연구에서는 기본 LCOE 값으로써 태양광 발전의 경우 $36.5/MWh이며 풍력 발전의 경우 $40.0/MWh를 활용하고자 한다. 이를 원/달러 환율 1,100원을 적용하여 ₩/kWh로 전환하면 태양광 발전의 경우 40.2(₩/kWh), 풍력 발전의 경우 44.0(₩/kWh)이 된다.

표 4-2와 표 4-3은 해당 자료에서 태양광과 풍력의 LCOE 산출 근거를 나타낸 자료를 보여준다.

표 4-2 태양광의 LCOE 산출 근거

Levelized Cost of Energy—Key Assumptions

		Solar PV									
		Rooftop—Residential		Rooftop—C&I		Community		Utility Scale—Crystalline(1)		Utility Scale—Thin Film(1)	
	Units	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case
Net Facility Output	MW	0.005	0.005	1	1	5	5	150	150	150	150
EPC Cost	$/kW	$2,525	$2,825	$1,600	$2,825	$1,300	$1,500	$975	$825	$975	$825
Capital Cost During Construction	$/kW	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Capital Cost	$/kW	$2,525	$2,825	$1,600	$2,825	$1,300	$1,500	$975	$825	$975	$825
Fixed O&M	$/kW-yr	$15.00	$18.00	$11.75	$18.00	$12.00	$16.00	$13.50	$9.50	$9.50	$13.50
Variable O&M	$/MWh	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Heat Rate	Btu/kWh	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Capacity Factor	%	18%	13%	23%	17%	21%	17%	34%	21%	36%	23%
Fuel Price	$/MMBtu	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Construction Time	Months	3	3	3	3	4	4	9	9	9	9
Facility Life	Years	25	25	25	25	30	30	30	30	30	30
CO_2 Emissions	lb/MWh	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Levelized Cost of Energy	$/MWh	$150	$227	$74	$179	$63	$94	$31	$42	$29	$38

표 4-3 풍력의 LCOE 산출 근거

Levelized Cost of Energy—Key Assumptions (cont'd)

	Units	Solar Thermal Tower with Storage[1]		Geothermal		Wind—Onshore		Wind—Offshore	
		Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case	Low Case	High Case
Net Facility Output	MW	110	150	20	50	175	175	210	385
EPC Cost	$/kW	$7,950	$5,250	$3,950	$5,300	$1,050	$1,450	$2,600	$3,675
Capital Cost During Construction	$/kW	$1,150	$750	$550	$750	—	—	—	—
Total Capital Cost[2]	$/kW	$9,090	$6,000	$4,500	$6,050	$1,050	$1,450	$2,600	$3,675
Fixed O&M	$/kW-yr	$75.00	$80.00	$13.00	$14.00	$27.00	$39.50	$67.25	$81.75
Variable O&M	$/MWh	—	—	$9.00	$24.00	—	—	—	—
Heat Rate	Btu/kWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Capacity Factor	%	68%	39%	90%	80%	55%	38%	52%	48%
Fuel Price	$/MMBtu	—	—	—	—	—	—	—	—
Construction Time	Months	36	36	36	36	12	12	12	12
Facility Life	Years	35	35	25	25	20	20	20	20
CO_2 Emissions	lb/MWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Levelized Cost of Energy	$/MWh	$126	$156	$59	$101	$26	$54	$69	$104

재생에너지 발전원(태양광, 풍력)의 변동성 또한 지역, 계절 등 다양한 변수에 따라 상이하게 나타나지만, 본 연구에서는 선행연구 [32]에서 제시한 120분 최대 변동률을 활용하고자 한다. 표 4-4와 표 4-5는 각각 태양광 및 풍력 발전의 시간 단위별 최대 변동률을 보여주는데, 발전설비에 대한 건설계획은 비교적 장주기에 대한 발전량 변동성을 고려해야 하기에 가장 큰 시간 단위인 120분 최대 변동률을 활용한다.

표 4-4 시간 단위별 태양광 발전 최대 변동률

시간 단위	태양광 최대 변동률(%)
10분	8
30분	15
60분	30
120분	52

※ 전력계통 유연응동력 분석을 통한 간헐적 신재생전원의 수용한계 설정에 관한 연구(2017, p88)를 토대로 재구성

표 4-5 시간 단위별 풍력 발전 최대 변동률

시간 단위	풍력 최대 변동률(%)
10분	16
30분	18
60분	23
120분	31

※ 전력계통 유연응동력 분석을 통한 간헐적 신재생전원의 수용한계 설정에 관한 연구(2017, p84)를 토대로 재구성

표 4-4로부터 태양광 발전의 120분 최대 변동률은 52%임을 알 수 있고, 표 4-5로부터 풍력 발전의 120분 최대 변동률은 31%로 태양광 발전보다 최대 변동률이 낮음을 알 수 있다. 즉, 풍력 발전이 태양광 발전 보다 발전설비 포트폴리오 구성에서 위험(변동성)이 낮은 자산으로 분류됨을 보여준다.

다음으로 배전계통운영자의 또 다른 위험자산에 해당하는 발전설비인 NG엔진의 LCOE 및 변동성을 정의하고자 한다. NG엔진의 LCOE의 경우 태양광과 풍력과는 다르게 'LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS 2017년 버전'에서 산출한 값 및 계산 근거 Data [33]를 활용하고자 하는데, 그 이유는 2020년 버전에는 NG엔진의 LCOE Data를 다루지 않았기 때문이다.

그림 4-11 발전설비별 LCOE($/MWh) : 2017년도 기준

그림 4-11은 NG엔진의 LCOE($/MWh)를 보여주는데 태양광 및 풍력 발전의 경우와 마찬가지로 중간 값을 사용하고자 한다. 다만, 태양광과 풍력 발전의 LCOE는 2020년도 버전이기에 이를 보완하기 위하여 공통적인 요소인 NG Peaking의 2017년과 2020년 발전단가 변화율을 고려하여 할인 적용한 값인 $82.6/MWh를 적용하고자 한다. 이를 원/달러 환율 1,100원을 적용하여 ₩/kWh로 전환하면 90.9(₩/kWh)이 된다.

표 4-6 NG엔진의 LCOE 산출 근거

Levelized Cost of Energy—Key Assumptions (cont'd)

	Units	Diesel Reciprocating Engine [3]	Natural Gas Reciprocating Engine	Gas Peaking	IGCC [4]	Nuclear [5]
Net Facility Output	MW	1 - 0.25	1 - 0.25	241 - 50	580	2,200
EPC Cost	$/kW	$500 - $800	$650 - $1,100	$530 - $700	$3,400 - $12,900	$4,900 - $8,900
Capital Cost During Construction	$/kW	—	—	—	$800 - $3,250	$1,300 - $2,400
Other Owner's Costs	$/kW	included	included	$220 - $300	$0 - $0	$292 - $501
Total Capital Cost [1]	$/kW	$500 - $800	$650 - $1,100	$750 - $1,000	$4,175 - $16,200	$6,500 - $11,800
Fixed O&M	$/kW-yr	$10.00	$15.00 - $20.00	$5.00 - $20.00	$73.00	$135.00
Variable O&M	$/MWh	$10.00	$10.00 - $15.00	$4.70 - $10.00	$8.50	$0.75
Heat Rate	Btu/kWh	9,500 - 10,000	8,000 - 10,000	9,804 - 8,000	11,708 - 11,700	10,450
Capacity Factor	%	95% - 10%	95% - 30%	10%	75%	90%
Fuel Price	$/MMBtu	$18.23	$5.50	$3.45	$0.65	$0.85
Construction Time	Months	3	3	12 - 18	57 - 63	69
Facility Life	Years	20	20	20	40	40
CO_2 Emissions	lb/MMBtu	0 - 117	117	117	169	—
Levelized Cost of Energy [2]	$/MWh	$197 - $281	$68 - $106	$156 - $210	$96 - $231	$112 - $183

표 4-6은 해당 자료에서 NG엔진의 LCOE 산출 근거를 나타낸 자료를 보여준다.

NG엔진의 변동성은 재생에너지 발전원의 변동성과는 다르게 자연적인 요인에 의한 변동이 거의 없기에 Variability로 나타내기에는 다소 무리가 있다. 이에, NG엔진 변동성의 경우 Variability 대신 Reliability의 개념을 대입하여 내연기관 발전기의 일반적이고 보수적인 수준의 고장정지율 수치로써 5%를 변동성으로 정의하고자 한다.

4.2.3 ESS와 재생에너지 변동성의 감소

ESS(Energy Storage System)를 배전계통운영자의 발전설비 포트폴리오 구성에 어떻게 적용시킬 것인지 검토하기에 앞서 본 연구에서 다루고자하는 배전계통운영자의 입장에 대하여 다시 살펴보면, 배전계통운영자는 자신의 관할 구역에서의 전력공급 및 수급균형을 위하여 발전설비를 건설하고자 하는 경우에 발전설비 구성을 어떻게 할 것인지에 대하여 포트폴리오 이론을 결합한 방법을 찾고자 하는 것이다. 그러므로 본 연구에서는 ESS의 운용에 따른 운영전략을 논하지 않는 대신, ESS를 발전설비 구성 요소의 일부로 인식했을 때의 효과에 초점을 맞추어 ESS가 추가로 구성되면 재생에너지 발전원(태양광, 풍력)의 변동성(Variability)이 감소되는 효과로 적용하고자 한다.

그림 4-12는 발전설비 포트폴리오에 ESS가 추가 구성되었을 경우와 ESS가 없을 경우의 재생에너지 발전원 LCOE 및 Variability가 어떻게 변화하는지에 대한 개념도를 나타낸다. 즉, 배전계통운영자가 발전설비를 구성함에 있어 ESS를 추가로 구성하게 되면 시장에서의 기준이 되는 재생에너지 발전원의 LCOE 및 Variability에서 ESS의 용량이 추가됨에 따라 LCOE는 상승하고 Variability는 감소하도록 설정할 수 있다. 또한, 추가되는 ESS의 용량에 따른 각 재생에너지 발전원의 LCOE 및 Variability의 증감을 분석하여 보다 정교한 발전설비 포트폴리오 구성 전략을 세울 수 있지만 이는 향후 연구에서 다루기로하고 본 연구보고서에서는 그 효과에 대해서만 제시하고자 한다.

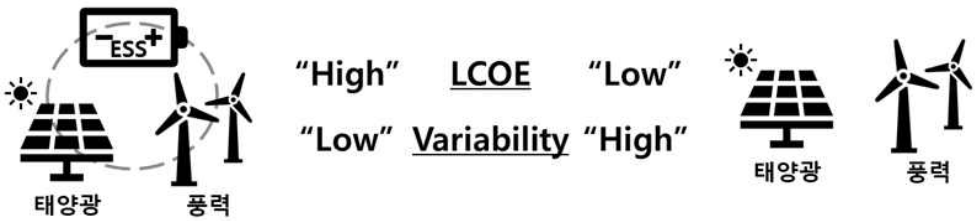

그림 4-12 재생에너지 'with ESS' or 'without ESS'

4.2.4 무위험자산으로서의 계통수전

금융자산 투자자의 입장에서 무위험자산이란 변동성이 거의 없지만, 수익률은 낮은 상품 또는 자산을 뜻하는데, 이와 비슷하게 관할 구역에서의 전력 수급균형을 수행하는 배전계통운영자의 입장에서 무위험자산이란 발전량에 대한 변동성이 거의 없지만, 공급단가 측면에서 수익을 남길 수 있는 마진율이 낮은 전력공급원을 의미할 수 있다. 즉, 송전계통운영자(TSO)로부터 공급받는 계통수전 전력이 무위험자산에 대입될 수 있으므로 본 연구에서는 무위험자산을 계통수전으로 정의하고자 한다.

아울러, 발전설비 구성의 포트폴리오에서 세로축은 'LCOE'이므로 상기에서 언급한 방식대로라면 무위험자산의 LCOE는 수전단가 또는 SMP가 되어 수전전력에 한하여 마진이 Zero가 되어야 하지만, 배전계통운영자가 소비자에게 전력을 공급할 때 약간의 마진율을 계상함으로써 수익적으로 도움이 될 수 있다.

표 4-7은 수전단가 산정의 간단한 예를 보여주고, 표 4-8은 우리나라 전력시장에서 한국전력공사에서 공급하는 전기요금표를 바탕으로 본 연구에서 Modeling 및 Simulation을 위한 기본 Data로 활용하기 위해 가공하여 평균 수전단가를 계산한 자료이다. 수전요금은 계약전력 300kW 이상의 고객에 적용되는 산업용(을)의 전기요금을 참고하였으며, 해당 자료를 토대로 계절별/시간대별 가중치를 고려하여 2021년 기준 94.2 (₩/kWh)라는 평균 수전단가를 산출하였다.

표 4-7 수전단가 산정의 예

USA electricity prices

USA electricity prices	Household, kWh	Business, kWh
U.S. Dollar	0.150	0.121
U.S. Dollar	0.150	0.121

표 4-8 국내 전력 수전단가 계산

■ **전기요금표 :** 산업용(을) 광업, 제조업 및 기타사업에 전력을 사용하는 계약전력 300kW 이상의 고객에게 적용

구분	기본요금	전력량 요금(₩/kWh)			
		시간대	여름철(6~8월)	봄,가을철(3~5,9~10)	겨울철(11~2월)
산업용(을) 고압A	선택Ⅲ	경부하	56.6	56.6	63.6
		중간부하	109.5	79.1	109.7
		최대부하	191.6	109.8	167.2
시간대별 가중치를 고려한 평균 요금			108.0	77.4	104.9
계절별/시간대별 가중치를 고려한 평균 요금			**94.2**		

※ 계절별 시간대별 구분

구분	여름철, 봄, 가을철 (6~8월), (3~5월, 9~10월)		겨울철 (11~12월)	
경부하 시간대	23:00~09:00	10시간	23:00~09:00	10시간
중간부하 시간대	09:00~10:00 12:00~13:00 17:00~23:00	8시간	09:00~10:00 12:00~17:00 20:00~22:00	8시간
최대부하 시간대	10:00~12:00 13:00~17:00	6시간	10:00~12:00 17:00~20:00 22:00~23:00	6시간

제 5 장 DSO 투자성향에 따른 발전설비 포트폴리오 구성 전략

제 1 절 DSO의 투자성향 정의 및 분류

배전계통운영자의 투자성향을 정의하기 위하여 금융자산 투자자의 입장에서 투자성향 분류가 어떻게 이루어지는지를 먼저 간단하게 살펴보면 다음과 같다.

- 공격투자형 : High Risk & High Return 추구
- 안정형 : Low Risk & Low Return 추구

이와 비슷하게 배전계통운영자가 발전설비를 투자함에 있어서도 비슷한 방식으로 다음과 같이 투자성향을 분류해 볼 수 있다.

- 공격투자형 : High Profit & High Variability 추구
- 안정형 : Low Profit & Low Variability 추구

상기의 투자성향 분류는 배전계통운영자가 전체 계통 주파수 제어의 책임으로부터 자유롭기 때문에 가능한데, 대규모 전력시스템의 계통운영자는 계통 붕괴의 예방에 대한 막중한 책임이 있기 때문에 High든 Low든 Variability를 추구하는 것 자체가 불가능하다. 또한, 다행스럽게도 다음 절에서 본격적으로 다룰 발전설비 포트폴리오 구성 요소에 포함되는 태양광, 풍력, 그리고 NG엔진은 투자성향 분류에 따른 조건을 만족시킬 수 있는 수익(LCOE)과 위험(변동성)의 특성을 모두 갖추고 있다.

추가적으로 마이크로그리드를 운영하는 배전계통운영자가 추구 할 수

있는 발전설비 포트폴리오의 변동성은 어느 정도가 적정하고, 어느 정도가 최대치일 수 있을지에 대한 논의도 필요하지만, 본 연구에서는 이를 다루지는 않고 태양광과 풍력 발전의 개별 Variability의 중간 정도 수준에서 공격투자형 투자자의 위험을 정의하고자 한다.

제 2 절 발전설비 포트폴리오 구성 전략 Modeling

5.2.1 위험자산에 대한 효율적 포트폴리오 도출

배전계통운영자의 발전설비 포트폴리오 구성 전략을 제시하기 위한 Modeling 중 첫 번째 단계로써 위험자산인 태양광, 풍력, 그리고 NG엔진에 대한 효율적 포트폴리오를 도출하고자 한다. (아래첨자로 쓰인 1, 2, 3은 태양광, 풍력, 그리고 NG엔진 각각을 표현한 것으로 이해할 수 있다.)

위험자산이 3개인 경우의 포트폴리오 분산은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\sigma_p^2 = w_1^2 \cdot \sigma_1^2 + w_2^2 \cdot \sigma_2^2 + w_3^2 \cdot \sigma_3^2 + 2 \cdot w_1 \cdot w_2 \cdot \sigma_1 \cdot \sigma_2 \cdot \rho_{1,2} \\ +2 \cdot w_1 \cdot w_3 \cdot \sigma_1 \cdot \sigma_3 \cdot \rho_{1,3} + 2 \cdot w_2 \cdot w_3 \cdot \sigma_2 \cdot \sigma_3 \cdot \rho_{2,3}$$

또한, 상관계수($\rho_{i,j}$)를 공분산($\sigma_{i,j}$)과 각 자산의 표준편차(σ_i, σ_j)로 표현하면 다음과 같다.

$$\rho_{i,j} = \frac{\sigma_{i,j}}{\sigma_i \cdot \sigma_j}, \qquad \sigma_{i,j} = \rho_{i,j} \cdot \sigma_i \cdot \sigma_j = \sigma_{j,i}$$

$$\rho_{i,i} = \frac{\sigma_{i,i}}{\sigma_i \cdot \sigma_i} = 1, \qquad \sigma_{i,i} = \sigma_i^2$$

이를 정리하여 행렬로 나타내면 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\sigma_p^2 = [w_1 \quad w_2 \quad w_3]\begin{bmatrix}\sigma_{1,1} & \sigma_{1,2} & \sigma_{1,3}\\ \sigma_{2,1} & \sigma_{2,2} & \sigma_{2,3}\\ \sigma_{3,1} & \sigma_{3,2} & \sigma_{3,3}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}w_1\\ w_2\\ w_3\end{bmatrix}$$

또한, 앞서 표현한 공분산 행렬은 관계식에 따라 다음과 같이 정리할 수 있으며,

$$\begin{bmatrix}\sigma_{1,1} & \sigma_{1,2} & \sigma_{1,3}\\ \sigma_{2,1} & \sigma_{2,2} & \sigma_{2,3}\\ \sigma_{3,1} & \sigma_{3,2} & \sigma_{3,3}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\sigma_1 & 0 & 0\\ 0 & \sigma_2 & 0\\ 0 & 0 & \sigma_3\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\rho_{1,1} & \rho_{1,2} & \rho_{1,3}\\ \rho_{2,1} & \rho_{2,2} & \rho_{2,3}\\ \rho_{3,1} & \rho_{3,2} & \rho_{3,3}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\sigma_1 & 0 & 0\\ 0 & \sigma_2 & 0\\ 0 & 0 & \sigma_3\end{bmatrix}$$

상기 식에서 상관계수 행렬 부분을 상관계수의 특성에 따라 조정하면,

$$\begin{bmatrix}\rho_{1,1} & \rho_{1,2} & \rho_{1,3}\\ \rho_{2,1} & \rho_{2,2} & \rho_{2,3}\\ \rho_{3,1} & \rho_{3,2} & \rho_{3,3}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & \rho_{1,2} & \rho_{1,3}\\ \rho_{1,2} & 1 & \rho_{2,3}\\ \rho_{1,3} & \rho_{2,3} & 1\end{bmatrix}$$

로 표현이 가능하고 최종적으로 포트폴리오의 분산을 나타내면 다음과 같이 된다.

$$\sigma_p^2 = [w_1 \quad w_2 \quad w_3]\begin{bmatrix}\sigma_1 & 0 & 0\\ 0 & \sigma_2 & 0\\ 0 & 0 & \sigma_3\end{bmatrix}\begin{bmatrix}1 & \rho_{1,2} & \rho_{1,3}\\ \rho_{1,2} & 1 & \rho_{2,3}\\ \rho_{1,3} & \rho_{2,3} & 1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\sigma_1 & 0 & 0\\ 0 & \sigma_2 & 0\\ 0 & 0 & \sigma_3\end{bmatrix}\begin{bmatrix}w_1\\ w_2\\ w_3\end{bmatrix}$$

이로써 구하고자하는 3가지 발전설비에 대한 포트폴리오의 분산(변동성)이 식으로 정리되었고, 각 자산(발전설비)별 위험(변동성)과 상관계수는 주어진 값이기 때문에 배전계통운영자의 위험성향에 따라 변동성을

결정하면, 발전설비 포트폴리오 내에서 각 위험자산에 해당하는 태양광, 풍력, 그리고 NG엔진에 대한 가중치 ω_1, ω_2, ω_3를 도출할 수 있다.

상기 과정에서 위험자산에 대한 수익은 전혀 고려되지 않았는데, 이는 효율적 프론티어의 선상에 있는 포트폴리오 수익은 분산이 클수록 높을 수밖에 없고 이에 대한 논리가 그대로 적용되었기 때문이다.

5.2.2 무위험자산을 결합한 최적 포트폴리오 도출

앞서 구한 3가지 위험자산의 효율적 포트폴리오를 바탕으로 무위험자산을 결합한 최적 포트폴리오를 산출할 수 있는데, 먼저 위험자산으로 구성된 포트폴리오의 수익 $E(r_c)$을 가중치를 이용하여 표현하면 다음과 같다.

$$E(r_c) = w_1 \cdot E(r_1) + w_2 \cdot E(r_2) + w_3 \cdot E(r_3)$$

$$(\text{단,} \quad w_1 + w_2 + w_3 = 1)$$

여기에 무위험자산인 계통수전을 결합한 최적 포트폴리오는 4장 4.2.2에서 설명한 바와 같이 다음 식으로 결정된다.

$$E(r_p) = w \cdot E(r_c) + (1 - w) \cdot r_f = r_f + w \cdot [E(r_c) - r_f]$$

$$\text{또는,} \quad E(r_p) = r_f + \frac{E(r_c) - r_f}{\sigma_c} \cdot \sigma_p$$

여기서 $E(r_p)$는 위험자산과 무위험자산을 결합한 최적 포트폴리오 수익을 의미하는데, 발전설비 최종 포트폴리오의 기대LCOE와 같은 의미라 할 수 있다.

본 연구에서 제시하는 방식에 따라 발전설비 포트폴리오를 결정하면, 어쩔 수 없이 배전계통운영자의 투자성향에 따른 위험자산에 해당하는

태양광, 풍력, 그리고 NG엔진에 대한 가중치가 정해진 뒤에 무위험자산인 계통수전과의 결합으로 최종 포트폴리오가 도출된다. 즉, 앞서 위험자산들의 가중치를 이미 결정했다 하더라도 마지막에 무위험자산의 가중치 비중을 추가로 결정해줌으로써 배전계통운영자의 투자성향이 반영된 안정적 최적 포트폴리오의 산출이 이루어질 수 있는 것이다.

표 5-1은 Modeling 결과를 바탕으로 Simulation 수행을 위하여 발전설비 포트폴리오 구성의 주요 인자들을 표로 정리한 내용이다. 위험자산으로 분류한 태양광, 풍력, 그리고 NG엔진의 LCOE는 각 40.2(₩/kWh), 44.0(₩/kWh), 90.9(₩/kWh)를 사용하였고, 변동성은 각 52%, 31%, 5%를 사용하였다. 또한, 무위험자산으로 분류한 계통수전의 LCOE는 94.2(₩/kWh)로써 NG엔진의 LCOE 보다 약간 높은 수준이고, 변동성은 무위험자산에 맞게 0%로 설정하였다. 상관계수는 변동성 발전원인 태양광과 풍력의 상관계수만 0.07로 설정하였고, 나머지 발전원간의 상관계수는 유의미하지 않다고 보았다.

표 5-1 Simulation을 위한 주요 인자 정의

<table>
<tr><th colspan="2">구분</th><th>LCOE (₩/kWh)</th><th>변동성 (%)</th><th colspan="3">상관계수</th></tr>
<tr><td rowspan="3">위험자산</td><td>태양광</td><td>40.2</td><td>52</td><td rowspan="2">0.07</td><td>-</td><td>0.00</td></tr>
<tr><td>풍력</td><td>44.0</td><td>31</td><td rowspan="2">0.00</td><td>-</td></tr>
<tr><td>NG엔진</td><td>90.9</td><td>5</td><td>-</td><td>0.00</td></tr>
<tr><td>무위험자산</td><td>계통수전</td><td>94.2</td><td>0</td><td colspan="3">-</td></tr>
<tr><td>기타</td><td>ESS</td><td>LCOE 상승효과</td><td>변동성 하락효과</td><td colspan="3">-</td></tr>
</table>

상기 인자들을 활용하여 위험자산(태양광, 풍력, 그리고 NG엔진)으로 구성된 효율적 포트폴리오 구성 및 무위험자산(계통수전)을 결합한 최적 포트폴리오를 도출하는데, 그 도구로써 엑셀을 활용하여 각 포트폴리오 조합별 데이터베이스를 구축하고 이를 이용하여 각 분산(변동성)별 모든 포트폴리오 조합을 계산한 뒤 그래픽을 이용하여 Model의 최적 포트폴리오 조합을 찾고자 한다.

제 3 절 Simulation 결과 및 분석

Simulation은 앞서 설명한 바와 같이 엑셀을 활용하여 조합 가능한 모든 포트폴리오 조합의 데이터베이스를 바탕으로 주요 인자들을 입력하여 발생 가능한 포트폴리오 조합들의 집합을 보여주면, 배전계통운영자의 위험성향에 따라 분산을 선택하여 해당 분산에서 최소가 되는 LCOE를 찾을 수 있도록 하였다. 이에 따라 위험자산인 태양광, 풍력, 그리고 NG엔진 각각의 비중이 산출되고, 무위험자산인 계통수전의 비중을 정하면 최종적으로 발전설비의 포트폴리오 구성 비중이 결정되는 방식으로 진행하였다.

그림 5-1은 만들어진 Simulation 화면의 일부를 보여주는데, 노란색 셀들이 주요 인자들을 입력 할 수 있는 영역이고, 입력된 값에 따라 우측 상단의 포트폴리오 조합들의 집합을 나타내는 그래프가 바뀌게 된다.

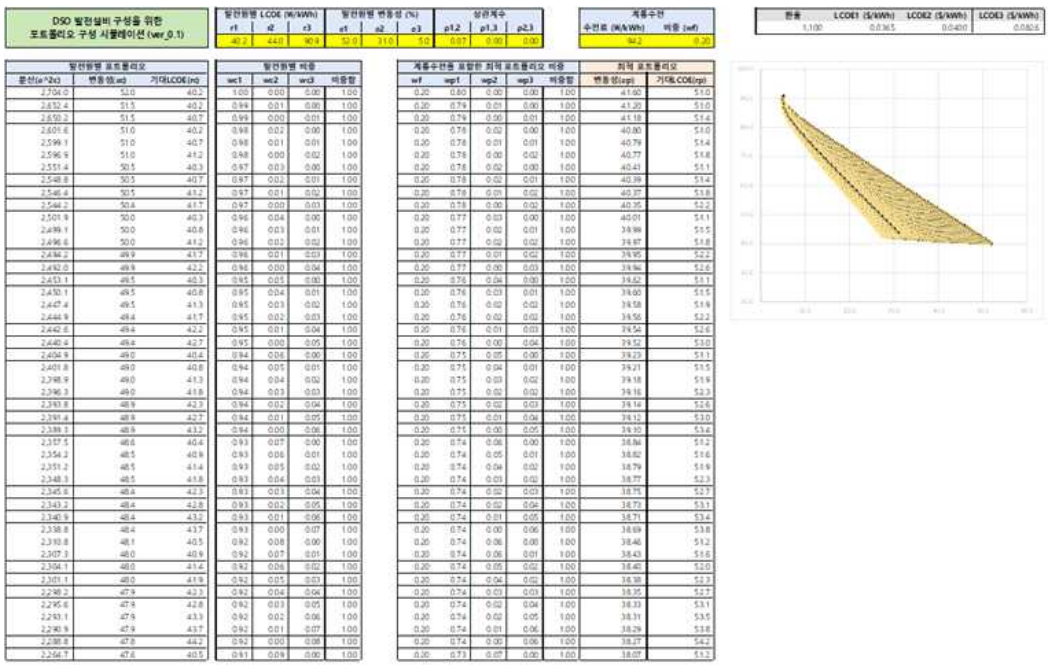

그림 5-1 엑셀을 활용한 Simulation 화면

Simulation은 다음과 같이 총 6가지의 상황을 가정하여 진행하였다.

1. 기본 Case
2. 변동성 감소 : 변동성이 큰 태양광과 풍력 발전의 변동성 감소
3. LCOE 감소1 : 변동성이 큰 태양광과 풍력 발전의 LCOE 감소
4. LCOE 감소2 : 변동성이 작은 NG엔진 발전의 LCOE 감소
5. 상관계수 변화1 : 태양광과 풍력 상관계수가 음의 방향으로 커짐
6. 상관계수 변화2 : 태양광과 풍력 상관계수가 완전한 반대(-1)

1. 기본 Case에서는 표 5-2와 같이 앞서 정리한 발전설비 포트폴리오 구성의 주요 인자들을 입력하여 Simulation을 진행한 결과로써 그림 5-2와 같이 발생 가능한 포트폴리오 조합의 그래프가 3차원으로 표현됨을 알 수 있고, 해당 집단 내에서도 무위험자산에 해당하는 계통수전의 라인과 접선으로 만나는 지점의 포트폴리오가 최적 포트폴리오가 된다. 빨간색 점으로 표기된 지점은 계통수전의 비율이 0%인 지점이고, 파란색 점으로 표기된 지점은 계통수전의 비율이 20%인 지점이다. 또한, 보다 공격적인 성향의 배전계통운영자라면 빨간색 점에서 우측으로 이동한 포트폴리오 집단 경계면의 조합을 선택 할 수 있다. 이를 통해 최종적으로 도출된 발전설비 포트폴리오 구성의 비중 및 결과는 표 5-3과 같다.

2. 변동성 감소의 경우 표 5-4와 같이 태양광과 풍력의 변동성을 60분 단위 최대 변동률 기준의 감소된 값을 입력하여 Simulation을 진행한 결과로써 그림 5-3과 같이 나타나며 전체 포트폴리오 집단에서 변동성이 낮은 쪽의 영역으로 포트폴리오 분포가 몰리는 것을 확인 할 수 있다. 이를 통해 태양광과 풍력의 변동성이 감소하는 경우, 표 5-5와 같이 기본 Case와 동일하거나 비슷한 수준의 변동성을 선택하였을 때 보다 낮은 LCOE 값을 가짐으로써 배전계통운영자의 수익성이 개선될 수 있음을 알 수 있다. 이는 ESS가 추가된 경우로도 가정할 수 있는데, 본

Simulation에서는 변동성이 낮아졌을 때 기본 Case와의 비교를 위하여 각 발전원의 LCOE는 변경하지 않았다.

3. LCOE 감소1의 경우 표 5-6과 같이 발전원 중 변동성이 큰 태양광과 풍력 발전의 LCOE를 감소시켜서 Simulation을 진행하였는데, 그림 5-4와 같이 발전설비 포트폴리오를 구성하는 집합에서 LCOE의 하위 집단 분포가 낮아지는 결과를 보여주었다. 이 경우 표 5-7과 같이 기본 Case와 동일한 수준의 변동성을 선택했을 때 소폭 감소한 포트폴리오 LCOE 값을 보여주는데, 이는 변동성이 커질수록 LCOE의 감소폭은 커지므로 공격투자성향의 배전계통운영자에게 유리한 상황이 될 수 있음을 의미한다.

4. LCOE 감소2의 경우 표 5-8과 같이 발전원 중 변동성이 작은 설비인 NG엔진의 LCOE가 감소하도록 Simulation을 진행하였는데, 그림 5-5와 같이 발전설비 포트폴리오를 구성하는 집합에서 LCOE의 상위 집단 분포가 낮아지는 결과를 보여주었다. 이 경우 표 5-9와 같이 기본 Case와 동일한 수준의 변동성을 선택했을 때 선택 가능한 효율적 포트폴리오의 LCOE가 NG엔진의 LCOE가 감소한 폭 정도의 수준으로 낮아진 것을 알 수 있다. 또한, 변동성을 극단적으로 낮은 수준으로 선택하더라도 포트폴리오 LCOE는 기본 Case 보다 낮은 수준이 됨으로써 이는 안정적 투자성향의 배전계통운영자에게 유리한 상황이 될 수 있음을 의미한다.

5. 상관계수 변화1의 경우 표 5-10과 같이 태양광과 풍력의 상관계수를 음의 관계가 되도록 설정하여 Simulation을 진행한 결과로써 그림 5-6과 같이 기본 Case 대비 발전설비 포트폴리오 구성 집단의 분포가 좌측으로 확장되었음을 확인할 수 있다. 이는 변동성이 큰 두 자산의 헷징(Hedging)효과로 인하여 변동성의 수준이 낮은 영역으로의 확장을 의미하며 표 5-11과 같이 기본 Case와 비슷한 수준의 변동성에서 포트폴리오 LCOE는 소폭 낮아졌음을 알 수 있다.

6. 상관계수 변화2의 경우 상관계수의 영향도를 보다 명확하게 이해하기 위하여 표 5-12와 같이 태양광과 풍력의 상관계수를 (-1)로 설정하여 Simulation을 진행한 결과로써 그림 5-7과 같이 완전한 헷징으로 인하여 변동성이 Zero가 되는 극단적인 영역이 발생했음을 확인 할 수 있었다. 아울러 표 5-13과 같이 변동성 Zero의 영역이 포트폴리오 LCOE가 거의 최하가 되는 지점에서 발생함에 따라 이상적인 경우라고 할 수 있다. 이와 같은 상황은 비현실적인 경우이기는 하지만, 배전계통운영자가 발전설비 포트폴리오를 구성함에 있어 상관도가 음의 관계인 발전설비로 구성하였을 때 변동성을 줄이고 수익성을 극대화하는데 큰 영향을 줄 수 있음을 시사한다.

상기 6가지 상황의 Simulation 결과를 통하여 배전계통운영자가 포트폴리오를 구성하고자 하는 발전설비들의 변동성, LCOE, 그리고 발전설비 간의 상관계수가 변화하였을 때 포트폴리오 구성 집합의 변동성과 기대LCOE가 달라짐을 확인하였고, 이를 통해 본 연구보고서에서 제시하고자 하는 배전계통운영자의 투자성향에 따른 발전설비 포트폴리오 구성 전략뿐만 아니라 발전설비들의 변동성과 LCOE 등 투자조건이 달라졌을 경우 자체 발전설비를 계획하는 배전계통운영자가 어떤 선택을 할 수 있는지에 대한 가이드를 제공할 수 있음을 확인 할 수 있었다.

표 5-2 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자 _ 기본 Case

발전원별 LCOE (₩/kWh)			발전원별 변동성 (%)			상관계수		
r1	r2	r3	σ1	σ2	σ3	ρ1,2	ρ1,3	ρ2,3
40.2	44.0	90.9	52.0	31.0	5.0	0.07	0.00	0.00

계통수전	
수전료 (₩/kWh)	비중 (wf)
94.2	0.20

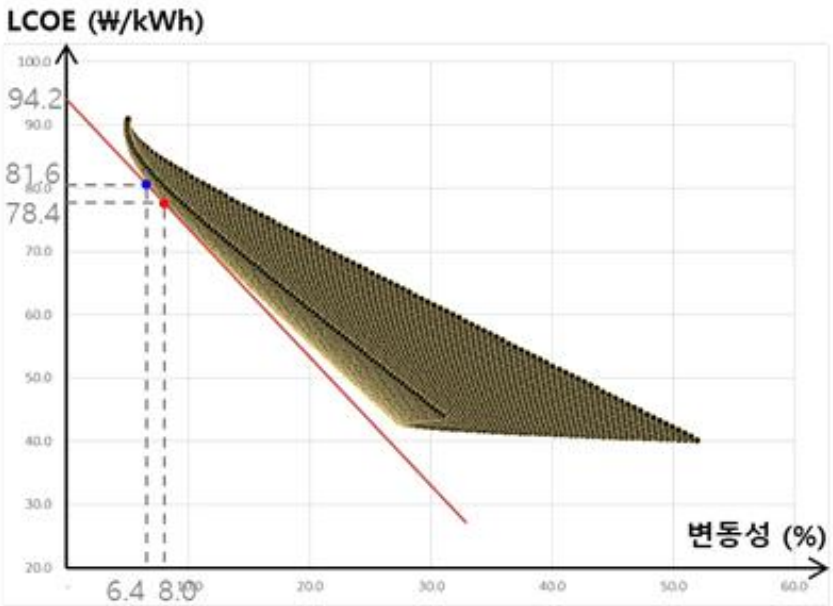

그림 5-2 발전설비 포트폴리오 Simulation _ 기본 Case

표 5-3 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과 _ 기본 Case

발전원별 포트폴리오			발전원별 비중			
분산(σ^2c)	변동성(σc)	기대LCOE(rc)	wc1	wc2	wc3	비중합
64.5	8.0	78.4	0.07	0.19	0.74	1.00
64.5	8.0	78.4	0.06	0.20	0.74	1.00

계통수전을 포함한 최적 포트폴리오 비중					최적 포트폴리오	
wf	wp1	wp2	wp3	비중합	변동성(σp)	기대LCOE(rp)
0.20	0.06	0.15	0.59	1.00	6.4	81.6
0.20	0.05	0.16	0.59	1.00	6.4	81.6

표 5-4 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자 _ 변동성 감소

발전원별 LCOE (₩/kWh)			발전원별 변동성 (%)			상관계수		
r1	r2	r3	σ1	σ2	σ3	ρ1,2	ρ1,3	ρ2,3
40.2	44.0	90.9	30.0	23.0	5.0	0.07	0.00	0.00

계통수전	
수전료 (₩/kWh)	비중 (wf)
94.2	0.20

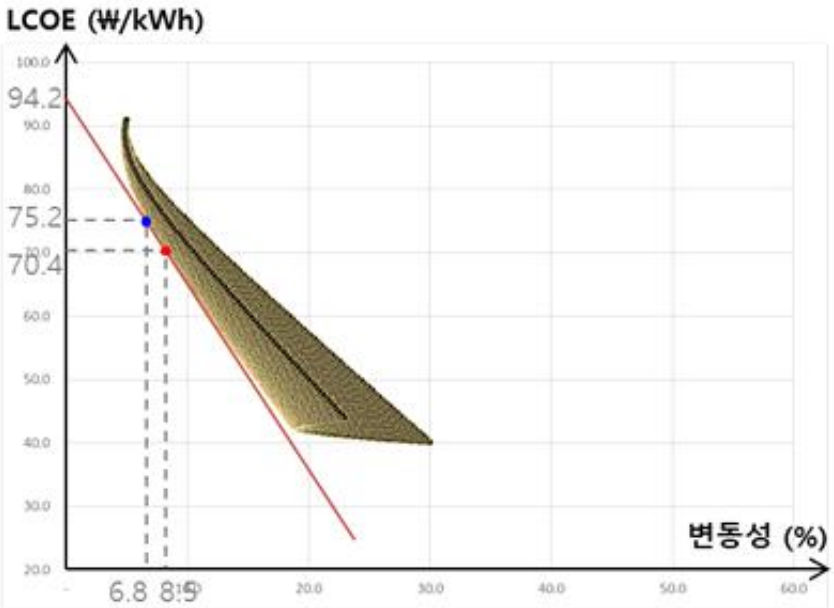

그림 5-3 발전설비 포트폴리오 Simulation _ 변동성 감소

표 5-5 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과 _ 변동성 감소

발전원별 포트폴리오			발전원별 비중			
분산(σ^2c)	변동성(σc)	기대LCOE(rc)	wc1	wc2	wc3	비중합
72.9	8.5	70.4	0.19	0.23	0.58	1.00

계통수전을 포함한 최적 포트폴리오 비중					최적 포트폴리오	
wf	wp1	wp2	wp3	비중합	변동성(σp)	기대LCOE(rp)
0.20	0.15	0.18	0.46	1.00	6.8	75.2

표 5-6 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자 _ LCOE 감소1

발전원별 LCOE (₩/kWh)			발전원별 변동성 (%)			상관계수		
r1	r2	r3	σ1	σ2	σ3	ρ1,2	ρ1,3	ρ2,3
25.3	39.6	90.9	52.0	31.0	5.0	0.07	0.00	0.00

계통수전	
수전료 (₩/kWh)	비중 (wf)
94.2	0.20

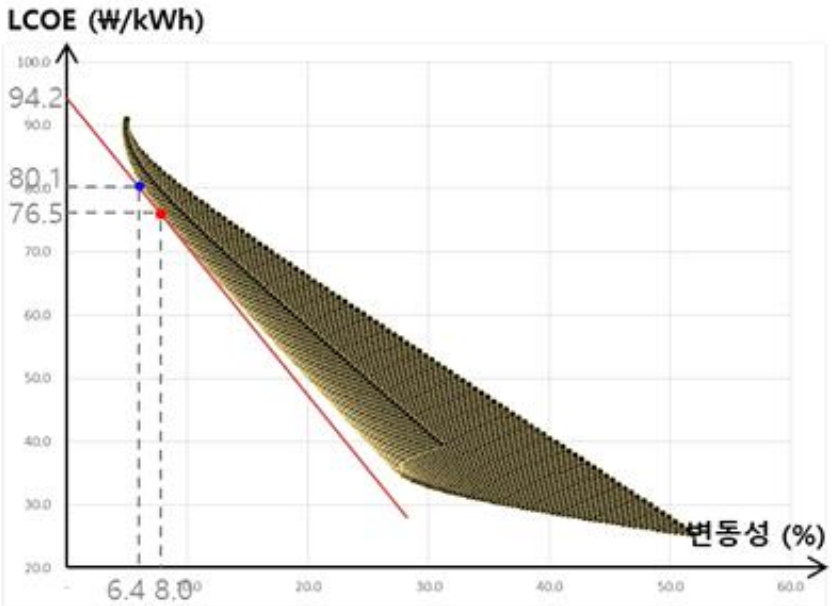

그림 5-4 발전설비 포트폴리오 Simulation _ LCOE 감소1

표 5-7 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과 _ LCOE 감소1

발전원별 포트폴리오		
분산(σ^2c)	변동성(σc)	기대LCOE(rc)
64.5	8.0	76.5

발전원별 비중			
wc1	wc2	wc3	비중합
0.07	0.19	0.74	1.00

계통수전을 포함한 최적 포트폴리오 비중					최적 포트폴리오	
wf	wp1	wp2	wp3	비중합	변동성(σp)	기대LCOE(rp)
0.20	0.06	0.15	0.59	1.00	6.4	80.1

표 5-8 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자 _ LCOE 감소2

발전원별 LCOE (₩/kWh)			발전원별 변동성 (%)			상관계수		
r1	r2	r3	σ1	σ2	σ3	ρ1,2	ρ1,3	ρ2,3
25.3	39.6	75.6	52.0	31.0	5.0	0.07	0.00	0.00

계통수전	
수전료 (₩/kWh)	비중 (wf)
94.2	0.20

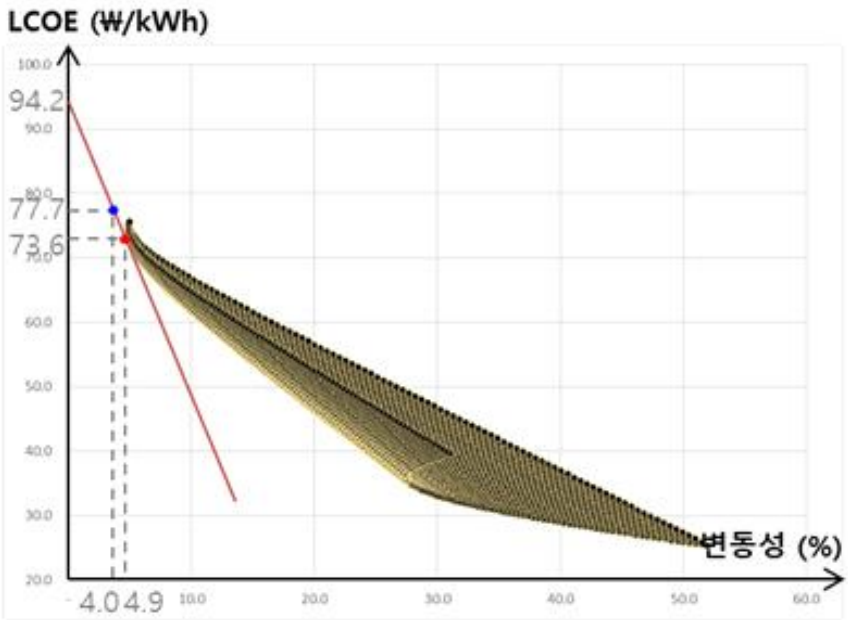

그림 5-5 발전설비 포트폴리오 Simulation _ LCOE 감소2

표 5-9 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과 _ LCOE 감소2

발전원별 포트폴리오			발전원별 비중			
분산(σ^2c)	변동성(σc)	기대LCOE(rc)	wc1	wc2	wc3	비중합
24.5	4.9	73.6	0.01	0.04	0.95	1.00

계통수전을 포함한 최적 포트폴리오 비중					최적 포트폴리오	
wf	wp1	wp2	wp3	비중합	변동성(σp)	기대LCOE(rp)
0.20	0.01	0.03	0.76	1.00	4.0	77.7

표 5-10 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자 _ 상관계수 변화1

발전원별 LCOE (₩/kWh)			발전원별 변동성 (%)			상관계수		
r1	r2	r3	σ1	σ2	σ3	ρ1,2	ρ1,3	ρ2,3
40.2	44.0	90.9	52.0	31.0	5.0	-0.30	0.00	0.00

계통수전	
수전료 (₩/kWh)	비중 (wf)
94.2	0.20

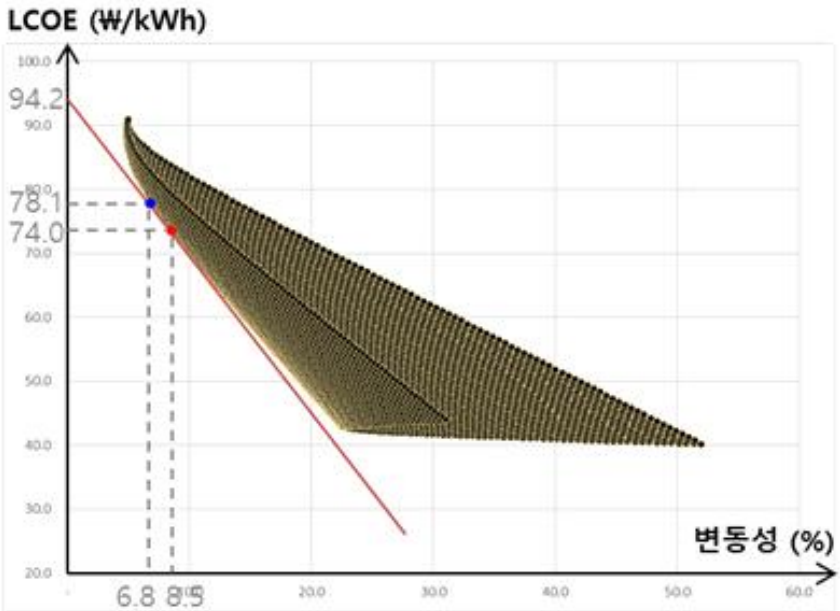

그림 5-6 발전설비 포트폴리오 Simulation _ 상관계수 변화1

표 5-11 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과 _ 상관계수 변화1

발전원별 포트폴리오		
분산(σ^2c)	변동성(σc)	기대LCOE(rc)
73.1	8.5	74.0

발전원별 비중			
wc1	wc2	wc3	비중합
0.11	0.24	0.65	1.00

계통수전을 포함한 최적 포트폴리오 비중					최적 포트폴리오	
wf	wp1	wp2	wp3	비중합	변동성(σp)	기대LCOE(rp)
0.20	0.09	0.19	0.52	1.00	6.8	78.1

표 5-12 발전설비 포트폴리오 Simulation 주요 인자 _ 상관계수 변화2

발전원별 LCOE (₩/kWh)			발전원별 변동성 (%)			상관계수		
r1	r2	r3	σ1	σ2	σ3	ρ1,2	ρ1,3	ρ2,3
40.2	44.0	90.9	52.0	31.0	5.0	-1.00	0.00	0.00

계통수전	
수전료 (₩/kWh)	비중 (wf)
94.2	0.20

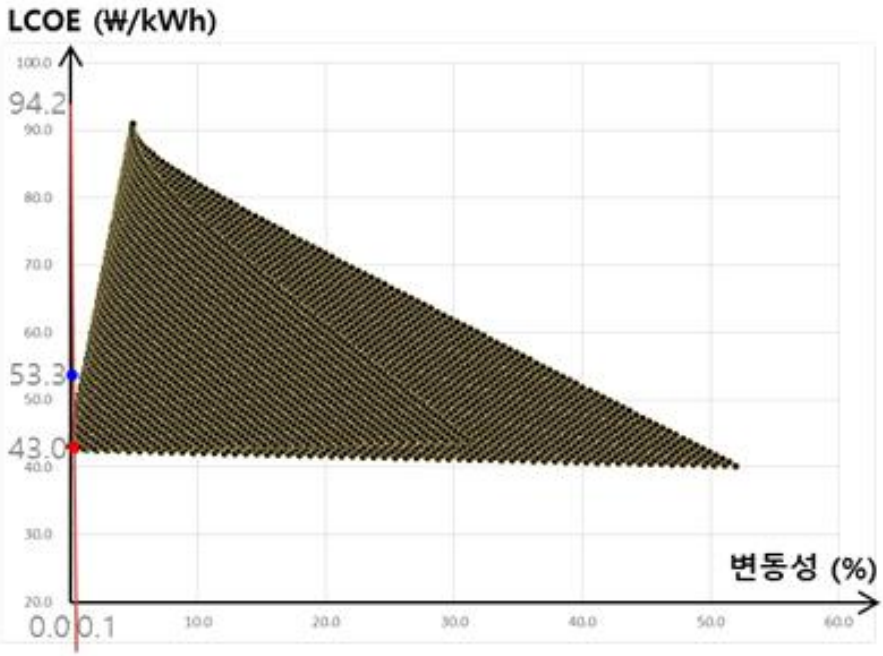

그림 5-7 발전설비 포트폴리오 Simulation _ 상관계수 변화2

표 5-13 발전설비 포트폴리오 Simulation 결과 _ 상관계수 변화2

발전원별 포트폴리오			발전원별 비중			
분산(σ^2c)	변동성(σc)	기대LCOE(rc)	wc1	wc2	wc3	비중합
0.0	0.1	43.0	0.37	0.62	0.01	1.00

계통수전을 포함한 최적 포트폴리오 비중					최적 포트폴리오	
wf	wp1	wp2	wp3	비중합	변동성(σp)	기대LCOE(rp)
0.20	0.30	0.50	0.01	1.00	0.0	53.3

제 6 장 결론

기후변화에 대응하기 위한 글로벌 에너지 정책에 따라 재생에너지 발전의 확대는 피할 수 없는 시대의 흐름이 되어가고 있다. 이에, 기존의 대규모 전력시스템 및 계통운영자는 시대의 흐름에 따라 어떻게 하면 최대한 기존의 전력시스템과 마찰을 일으키지 않으면서도 효과적으로 증가하는 재생에너지 발전원을 받아들일 수 있을지에 대한 고민이 필요하며 전력시스템을 연구하는 연구자의 입장에서는 그 방안을 찾기 위해 끊임없는 노력이 지속되어야 할 것이다.

본 연구보고서에서는 최근 전력시스템 연구에서 활발히 논의되기 시작한 배전계통운영자의 역할과 필요성을 전력시스템의 효율화 관점에서 알아보고, 새롭게 구성될 전력시장 환경에서 배전계통운영자가 자체적 분산에너지자원의 구성을 계획하고 건설할 때 투자자의 입장에서 투자성향에 따른 발전설비 포트폴리오 구성을 어떻게 하는 것이 최선인지에 대한 방안을 제시하였다.

발전설비 구성과 포트폴리오 이론과의 접목을 위하여 마이크로그리드의 주요한 재생에너지 발전원인 태양광과 풍력, 그리고 재생에너지 발전원은 아니지만 수급균형을 수행함에 있어 안정적 발전원으로 활용할 수 있는 NG엔진의 균등화발전원가(LCOE)와 변동성(Variability or Reliability)을 위험자산의 수익과 표준편차에 대입시켰으며, 무위험자산으로 계통수전을 적용하여 최적 포트폴리오 구성을 도출하는 Model을 제시하였다. 아울러, 배전계통운영자는 자신의 발전설비 구성에 ESS를 추가함으로써 재생에너지 발전원인 태양광과 풍력의 Variability를 낮추는 대신 LCOE의 상승을 Modeling 할 수 있다.

상기 인자들을 활용하여 위험자산들로 구성된 효율적 포트폴리오 구성 및 무위험자산을 결합한 최적 포트폴리오를 도출하였고, 그 도구로써 엑셀을 활용하여 각 포트폴리오 조합별 데이터베이스를 구축하고 이를 이용하여 각 분산별 모든 포트폴리오 조합을 계산한 뒤 그래픽을 이용하여 Model의 최적 포트폴리오 조합을 찾는 Simulation을 수행하였다. 그

결과, 발생 가능한 포트폴리오 조합들의 집합이 3차원 그래프로 표현되었고, 해당 집단 내에서도 무위험자산에 해당하는 계통수전의 라인과 접선으로 만나는 지점의 포트폴리오가 최적 포트폴리오가 됨을 손쉽게 확인 할 수 있었다. 공격적인 투자성향의 배전계통운영자라면 해당 라인에서 변동성은 높지만, LCOE는 낮은 지점을 선택함으로써 해당 지점에서의 발전설비 포트폴리오를 산출할 수 있으며, 반대의 성향인 안정적 투자성향의 배전계통운영자라면 최적 포트폴리오 라인에서 변동성은 낮지만, LCOE는 상대적으로 높은 지점을 선택할 수 있다.

또한, Simulation 주요 인자들이 변경되었을 때의 영향도 분석을 진행한 결과, 재생에너지 발전원의 변동성이 감소하게 되면 전체 포트폴리오 집단에서 변동성이 낮은쪽 영역으로 포트폴리오 분포가 집중되는 것을 확인 할 수 있었다. 발전원 중 변동성이 큰 설비인 태양광과 풍력의 LCOE가 감소하는 경우 포트폴리오를 구성하는 집단 LCOE의 하위 집단 분포가 낮아지는 결과를 보여주었고, 발전원 중 변동성이 작은 설비인 NG엔진의 LCOE가 감소하는 경우, 포트폴리오를 구성하는 집단 LCOE의 상위 집단 분포가 낮아지는 결과를 보여주었다. 태양광과 풍력의 상관계수가 음의 방향으로 커졌을 때의 Simulation 결과, 기본 Case 대비 포트폴리오 구성 분포가 좌측으로 확장되었음을 확인 할 수 있었는데, 이는 변동성이 큰 두 자산의 헷징(Hedging)효과로 인하여 변동성의 수준이 낮아진 영역으로의 확장을 의미한다.

만약 특정 구역에서 마이크로그리드를 운영하며 자신의 관할구역의 전력공급 사업 및 수급균형을 수행하고자하는 배전계통운영자가 자체적 발전설비를 건설함으로써 사업의 안정성 및 수익성을 극대화하려 할 경우, 본 연구보고서에서 제시한 발전설비 포트폴리오 구성 Model에 따른 Simulation 결과를 활용하여 건설 대상인 발전원들의 변동성, LCOE, 그리고 발전원간의 상관계수의 변화에 따른 발전설비 포트폴리오 구성 집합의 비중 및 전체 포트폴리오의 변동성, 그리고 기대LCOE를 토대로 보다 합리적인 발전설비 건설계획을 세울 수 있을 것으로 기대된다.

참 고 문 헌

[1] 산업통상자원부. (2020). 제9차 전력수급기본계획.

[2] 산업통상자원부. (2020). 제5차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획.

[3] M. Ilic, P. Skantze, C. Yu, L. Fink, & J. Cardell. (1998). Power Exchange for Frequency Control (PXFC). IEEE Power Engineering Society, 1999 Winter Meeting.

[4] 송혜윤. (2020). 전일 수급불균형 범위 시장에서 전력 판매사업자의 다중단계 추계학 분석 기반 피크 요금제 최적 스케줄링. 서울대학교 대학원 학위논문(박사).

[5] 김영창, 유재국. (2015). 블랙아웃과 전력시스템 운용. 북코리아.

[6] KPX소개(회사개요). 한국전력거래소 홈페이지(www.kpx.or.kr).

[7] 한국전력거래소. (2019). 정산규칙 해설서

[8] 안재균. (2018). 저탄소 전력시스템으로의 전환을 위한 전력시장 제도 개선 방안 연구. 에너지경제연구원.

[9] 한국전력거래소. (2019). 전력시장운영규칙 전문

[10] 이수일. (2012). 전력수급기본계획의 정합성과 사회적 비용. 한국개발연구, 제34권 제2호.

[11] 강승진. (2018). 8차 전력수급계획과 시사점. 에너지경제연구원 자료

[12] 김욱, 최병기, 김우곤, & 감철민. (2005). 전력수급기본계획이 발전사업에 미치는 영향에 대한 고찰. 대한전기학회 학술대회 논문집, 2005.7, pp. 825-827.

[13] 한국전력거래소. (2017). 한겨레TV '블랙아웃의 진실' 관련 전력거래소 보도해명자료.

[14] 박영식, 안병진, 정래혁, 류성호, & 김홍회. (2009). WASP 모형을 활용한 LOLP 민감도 분석. 대한전기학회 전력기술부문회 추계학술대회 논문집, 2009.11.

[15] 노준우, 김문겸, 오창석, 천이경, & 박종근. (2008). 한국 전력 시스

템의 적정 설비 예비율에 대한 연구 : 프로젝트 리뷰. 대한전기학회 전력기술부문회 추계학술대회 논문집, 2008.11.
[16] Sung-Yul Kim, & Yeo-Jin Lee. (2018). Assessment of Transmission Losses with The 7th Basic Plan of Long-term Electricity Supply and Demand. KIEEP Vol.67P, No.2, pp. 112-118
[17] Gilbert M, Masters. (2004). Renewable and Efficient Electric Power Systems. Wiley-IEEE Press.
[18] 김영창. (2018). 전력수급계획과 예비율은 적정한가?. 전력경제신문.
[19] 산업통상자원부. (2002~2017). 제1차~제8차 전력수급기본계획.
[20] 한국전력거래소. (2015). 2015년 해외 전력시장 동향. 한국전력거래소 전력경제연구실 연구자료.
[21] ENTSO-E. (2015). Towards smarter grids: Developing TSO and DSO roles and interactions for the benefit of consumers. ENTSO-E position paper.
[22] Arthur G. Givisieza, Kyriacos Petroua, & Luis F. Ochoa. (2020). A Review on TSO-DSO Coordination Models and Solution Techniques. Electric Power Systems Research, Volume 189.
[23] https://stock.wikimini.org/w/images/7/7b/R%C3%A9chauffement_climatique-temp%C3%A9rature-co2.png
[24] https://bioideaking.pixnet.net/blog/post/2870131
[25] International Energy Agency. (2020). World Energy Outlook 2020. IEA Publications.
[26] 김민정, 박영식, 박종배, & 노재형. (2011). 신재생에너지 모델링을 위한 풍력 및 태양광 발전 출력 패턴 상관관계 분석. 전기학회논문지 60권 10호, pp. 1823-1831.
[27] 박희준. (2019). 태양광 증가에 따른 전력수요 패턴변화 전망. 한국전력거래소.
[28] 유정민. (2018). 배전계통운영자의 기능과 구조. 서울에너지공사 에

너지연구소, 2018-05.
[29] 이준구, 이창용. (2003). 경제학 들어가기. 문우사.
[30] 이유수. (2012). 포트폴리오 이론을 활용한 전원믹스 계획의 분석. 에너지경제연구원 기본연구보고서 12-07.
[31] LAZARD. (2020). LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS - VERSION 14.0.
[32] 장희선, & 조주현. (2018). 에너지전환시대 재생에너지 발전비중 확대에 따른 유연성 설비의 경제성 분석. 에너지경제연구원 기본연구보고서 18-02.
[33] LAZARD. (2017). LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS - VERSION 11.0.

Abstract

A Study on the Strategy of Profiling a Power Generation Facility Portfolio According to the Investment Propensity for Distribution System Operator

JINSEON KIM
Department of Engineering Practice
Graduate School of Engineering Practice
Seoul National University

The bulk power system, which is the existing power market, has faced problems such as uncertainty, volatility, and reduced inertia of renewable energy sources due to the expansion of renewable energy. Distribution System Operator (DSO), which is closely linked with Microgrid and the distribution system to balance supply and demand,

has emerged.

In this paper, to enable stable power system operation according to the characteristics of renewable energy mainly connected to the distribution network for the transition to renewable energy generation, which is the trend of the times, the role definition and necessity of the distribution system operator, not the existing grid operator. Furthermore, when distribution system operators plan to invest in their own power generation facilities in the expectation that a diverse and large number of distribution system operators will appear in the future, strategies and guides for portfolio composition for power generation facilities are presented in order to satisfy their investment propensity and maximize profitability.

Among the calculation factors for portfolio derivation, the Levelized Cost of Electricity (LCOE) was applied instead of the rate of return, and the Variability or Reliability of the power generation facility was applied instead of the standard deviation for risk. In the case of variability, the range of uncertainty in the case of establishing a power generation facility construction plan from a long-term perspective was defined by applying the reserve band utilized in the PXFC (Power Exchange for Frequency Control) market, which is a previous study. It can be used as a standard for facility investment for facility construction.

The target facilities for constructing the power generation facility portfolio used solar power, wind power, and NG engines, which are risky assets, and grid receiving is used as risk-free asset. In addition, when ESS is additionally installed, the LCOE of solar and wind power, which are renewable energy generation sources, increases, and the variability decreases.

In the power generation facility composition modeling incorporating

portfolio theory, the optimal portfolio combining the efficient portfolio of solar power, wind power and NG engine, which are risky assets, and the grid receiving, which is risk-free asset, among the target power generation facilities according to the risk appetite of investors was able to derive. Moreover, by selecting the desired volatility (risk) according to the investment propensity, it was possible to confirm the lowest LCOE at the selected volatility, and it was confirmed that the composition of the power plant portfolio at that point can be calculated immediately.

In conclusion, it was confirmed that the volatility and expected LCOE of the set of power generation facility portfolios change when the volatility of power generation sources, LCOE, and correlation coefficient between power generation sources are changed. It showed that this result is not only for the investment propensity of the operator, but also a guide on what choices the distribution system operator can make when the investment conditions change.

keywords : distribution system operator, power generation facility composition, portfolio, supply-demand balance, PXFC market

Student Number : 2020-25834