



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

재생에너지의 전력계통 수용한계  
설정 방법에 관한 연구

濟州大學校 大學院

에너지응용시스템학부 電氣工學專攻

金永煥

2020年 2月

# 재생에너지의 전력계통 수용한계 설정 방법에 관한 연구

指導教授 金 世 鎬

金 永 煥

이 論文을 工學 博士學位 論文으로 提出함

2019年 12月

金永煥의 工學 博士學位 論文을 認准함

審査委員長

진 영규

委 員

이 개영

委 員

김 호찬

委 員

朴能洙

委 員

김 시호

濟州大學校 大學院

2019年 12月

# A Study on Setting the Limit of Renewable Energy Capacity in a Power Grid

Yeong-Hwan Kim  
(Supervised by professor Se-Ho Kim)

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

FACULTY OF APPLIED ENERGY SYSTEM  
GRADUATE SCHOOL  
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

2019. 12.

# 목 차

LIST OF FIGURES .....	v
LIST OF TABLES .....	xi
SUMMARY .....	xiv
<b>I. 서 론 .....</b>	<b>1</b>
1. 연구의 배경 및 필요성 .....	1
2. 연구의 목표 .....	3
<b>II. 재생에너지 보급현황 및 대응 .....</b>	<b>4</b>
1. 재생에너지 보급현황 .....	5
1) 태양광발전 보급현황 .....	5
2) 풍력발전 보급현황 .....	8
3) 재생에너지 발전원가 동향 .....	10
2. 재생에너지 확대에 따른 대응 .....	13
1) 재생에너지 전력망 연계의 4단계 .....	13
2) VRE 가시성 확보 .....	17
3) 재생에너지 변동성에 대비한 유연성 자원 확보 .....	19
4) 재생에너지 발전량 예측시스템 운영 .....	21
5) 재생에너지 발전량 제어 .....	22
<b>III. 재생에너지 전력계통 수용한계 설정 방법 .....</b>	<b>25</b>
1. 수용한계 설정을 위한 전제조건 .....	25
2. 변동성 재생에너지 자원의 발전출력 범위 .....	26
3. 전력계통 수용한계 설정 절차 및 방법 .....	30
4. 재생에너지 계통연계 안정성 검토 조건 .....	33
5. 경제적 한계용량 검토 및 수용한계 결정 .....	35

<b>IV. 제주계통 재생에너지 경제적 한계용량 산정</b> .....	<b>39</b>
1. 제주 전력계통 현황 및 특성 .....	39
1) 전력설비 현황 .....	39
2) 재생에너지 현황 .....	40
3) 제주 재생에너지 보급정책 .....	41
2. 제주 전력수요 분석 및 전망 .....	43
1) 수요 실적자료 분석 및 검증 .....	43
2) 수요실적 추세함수 적용 .....	45
3) 중장기 수요 전망 .....	46
3. 재생에너지 발전량 분석 및 전망 .....	47
1) 재생에너지 발전량 실적자료 집계 및 검증 .....	47
2) 시간단위 이용률 환산 .....	48
3) 시나리오별 재생에너지 발전량 전망 .....	49
4. 순수요 전망 .....	54
1) 시나리오별 순수요 전망 .....	54
2) 순수요 계산결과 분석 및 검증 .....	56
5. 초과발전량 계산 .....	59
1) 최소발전기 운전조건 적용 .....	59
2) 예비력 증감발 만족조건 .....	59
3) 초과발전량 시뮬레이션 .....	60
6. 계통안정성 검토 .....	65
1) 최소출력 제약 등 계통안정성 검토조건 만족여부 .....	65
2) 상정고장 시 정상주파수 유지조건 만족여부 .....	67
7. 경제적 한계용량 산정 .....	76
1) 재생에너지 제약발전량 분석 .....	76
2) 매출 및 수익성 분석 .....	80
3) 연도별 수용 한계용량 산정 .....	83

V. 결과 고찰 .....	84
1. 재생에너지 수용 한계용량 증대방안 .....	84
2. 연도별 수용 한계용량 결정 .....	86
VI. 결론 .....	89
참 고 문 헌 .....	92
부    록 .....	97

## LIST OF FIGURES

Fig. 1 The 8 <sup>th</sup> basic plan of electricity supply and demand .....	5
Fig. 2 The status of global PV installation .....	6
Fig. 3 The status of global wind power installation .....	8
Fig. 4 Top countries of wind farm capacity added in 2017 .....	9
Fig. 5 PV generation cost trend and comparison by country .....	11
Fig. 6 Wind power generation cost trend and comparison by country .....	11
Fig. 7 Annual VRE generation shares in selected countries and correspondence to different VRE phases in 2015 .....	13
Fig. 8 Change of the net load from 2014 to 2018: (a) excluding PPA and BTM PV, (b) including PPA and BTM PV .....	17
Fig. 9 The operation system for renewable energy in Jeju KPX .....	18
Fig. 10 The fluctuation of VRE power output: (a) PV output fluctuation, (b) WP output fluctuation .....	19
Fig. 11 Inverse change VRE output and power demand .....	19
Fig. 12 The monthly maximum output fluctuation of VRE: (a) fluctuation of WP, (b) fluctuation of PV .....	20
Fig. 13 The renewable energy forecasting system operated by Jeju KPX .....	21
Fig. 14 Curtailment for wind power generation in Jeju power grid. ....	24
Fig. 15 Scheme of remote control system for wind power .....	24
Fig. 16 VRE generation limit due to power transmission constraint in grid ..	26
Fig. 17 VRE operation range considering the minimum generation level and transmission capacity .....	27
Fig. 18 Status of curtailed surplus output during the day .....	28
Fig. 19 The distribution of VRE output's capacity ratio .....	29
Fig. 20 The process to determine the appropriate VRE capacity limit .....	30
Fig. 21 Status of renewable energy installed in Jeju power grid .....	40



Fig. 22	Hourly demand of the Jeju power grid from 2011 to 2018	43
Fig. 23	Trend function of Jeju demand from 2011 to 2018	45
Fig. 24	Forecast demand of Jeju from 2019 to 2030	46
Fig. 25	VRE power output distribution in 2018	48
Fig. 26	VRE generation output for [A-1]-[A-5]	53
Fig. 27	Comparison load and net load for days to be noted	56
Fig. 28	Comparison load and net load for peak and off peak days	56
Fig. 29	Net load by only solar power generation	57
Fig. 30	Net load in winter peak period and off peak period at 1 <sup>st</sup> -half in 2030	58
Fig. 31	Net load in summer peak period and off peak period at 2 <sup>nd</sup> -half in 2030	58
Fig. 32	Seasonal VRE utilization rate distribution: (a) wind power, (b) PV	58
Fig. 33	Forecast excess generation in January 2023	64
Fig. 34	Forecast excess generation in January 2025	64
Fig. 35	Forecast excess generation in January 2030	64
Fig. 36	Wind power and PV fluctuation distribution	66
Fig. 37	Jeju power grid in 2023	67
Fig. 38	Jeju power grid in 2027	68
Fig. 39	Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2022 Aug. WP 60 %, PV 40 %]	74
Fig. 40	Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2030 Oct. WP 60 %, PV 40 %]	75
Fig. 41	Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2030 Oct. WP 50 %, PV 50 %]	75
Fig. 42	VRE output occupancy rate and restraints rate by installation ratio: (a) output occupancy rate, (b) output restraints rate	78
Fig. 43	VRE output restraints rate by installation capacities and installation ratios: (a) scenario [B-1]-[B-5], (b) scenario [C-1]-[C-4]	79
Fig. 44	VRE sales revenue and profit per 1 MW installed capacity according to WP:PV installation ratios: (a) VRE sales revenue, (b) VRE profit	82

Fig. 45 Sales revenue & profit per 1 MW installed capacity according to installation capacities: (a) VRE sales revenue, (b) VRE profit .....	82
Fig. 46 Output constraints and rate according to VRE installation capacity expansion: (a) output constraints, (b) constraints rate .....	84
Fig. 47 Sales revenue and profit according to VRE installation capacity expansion .....	85
Fig. 48 Sales revenue and profit per 1 MW installed capacity according to WP:PV installation ratio: (a) sales revenue, (b) profit .....	87
Fig. 49 Sales revenue and profit per 1 MW installed capacity according to installation capacity expansion: (a) sales revenue, (b) profit .....	88
Fig. 50 Sales revenue and profit per 1 MW installed capacity according to installation capacity expansion in 2030: (a) sales revenue, (b) profit .....	88

## Appendix

Fig. A-1 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2022 Jan. WP 60 %, PV 40 %]	97
Fig. A-2 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2022 Oct. WP 60 %, PV 40 %]	98
Fig. A-3 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2023 Aug. WP 60 %, PV 40 %]	98
Fig. A-4 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2023 Jan. WP 60 %, PV 40 %]	99
Fig. A-5 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2023 Oct. WP 60 %, PV 40 %]	99
Fig. A-6 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2025 Aug. WP 60 %, PV 40 %]	100
Fig. A-7 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2025 Jan. WP 60 %, PV 40 %]	100
Fig. A-8 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2025 Oct. WP 60 %, PV 40 %]	101
Fig. A-9 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2028 Aug. WP 60 %, PV 40 %]	101
Fig. A-10 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2028 Jan. WP 60 %, PV 40 %]	102
Fig. A-11 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2028 Oct. WP 60 %, PV 40 %]	102
Fig. A-12 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2029 Aug. WP 60 %, PV 40 %]	103
Fig. A-13 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2029 Jan. WP 60 %, PV 40 %]	103

Fig. A-14 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2029 Oct. WP 60 %, PV 40 %] .....	104
Fig. A-15 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2030 Aug. WP 60 %, PV 40 %] .....	104
Fig. A-16 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2030 Jan. WP 60 %, PV 40 %] .....	105
Fig. B-1 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2022 Aug. WP 50 %, PV 50 %] .....	105
Fig. B-2 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2022 Jan. WP 50 %, PV 50 %] .....	106
Fig. B-3 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2022 Oct. WP 50 %, PV 50 %] .....	106
Fig. B-4 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2023 Aug. WP 50 %, PV 50 %] .....	107
Fig. B-5 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2023 Jan. WP 50 %, PV 50 %] .....	107
Fig. B-6 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2023 Oct. WP 50 %, PV 50 %] .....	108
Fig. B-7 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2025 Aug. WP 50 %, PV 50 %] .....	108
Fig. B-8 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2025 Jan. WP 50 %, PV 50 %] .....	109
Fig. B-9 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2025 Oct. WP 50 %, PV 50 %] .....	109
Fig. B-10 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2028 Aug. WP 50 %, PV 50 %] .....	110
Fig. B-11 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2028 Jan. WP 50 %, PV 50 %] .....	110
Fig. B-12 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2028	

Oct. WP 50 %, PV 50 %] .....	111
Fig. B-13 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2029	
Aug. WP 50 %, PV 50 %] .....	111
Fig. B-14 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2029	
Jan. WP 50 %, PV 50 %] .....	112
Fig. B-15 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2029	
Oct. WP 50 %, PV 50 %] .....	112
Fig. B-16 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2030	
Aug. WP 50 %, PV 50 %] .....	113
Fig. B-17 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2030	
Jan. WP 50 %, PV 50 %] .....	113

## LIST OF TABLES

Table 1 Top countries of PV capacity added in 2017 .....	7
Table 2 Generation costs in each country .....	10
Table 3 Generation costs by VRE in developed countries .....	12
Table 4 Four phase of VRE integration .....	16
Table 5 VRE output curtailment type .....	22
Table 6 Status of wind power curtailment in Jeju power grid .....	23
Table 7 Criteria of wind power limit .....	33
Table 8 Average VRE output & constraints rate .....	36
Table 9 The SMP+REC fixed price of competitive bidding by Korea Energy Agency .....	37
Table 10 Outline view for wind power cost .....	37
Table 11 Sales revenue & profit for VRE Scenario .....	38
Table 12 Configuration of Jeju power generation facility .....	39
Table 13 Change in power generation by power resource .....	40
Table 14 Renewable energy supply target of the Jeju CFI 2030 plan .....	41
Table 15 Potential renewable sources in Jeju .....	41
Table 16 VRE output restricted by excess generation in 2018 .....	42
Table 17 Demand data by sorting of the same day of the week .....	44
Table 18 Raw demand data from 2011 to 2018 in Jeju .....	44
Table 19 Calibrated demand data from 2011 to 2018 in Jeju .....	44
Table 20 Forecast future demand by trend curve function .....	45
Table 21 Demand data sorted by the same day of the week .....	46
Table 22 Hourly data on VRE power output .....	47
Table 23 Demand data sorted by the same day of the week .....	48
Table 24 VRE installation target by year in Jeju .....	50
Table 25 VRE(wind and solar) installed capacity by scenario .....	50
Table 26 VRE generation output for [A-1] .....	51

Table 27 VRE generation output for [A-2] .....	51
Table 28 VRE generation output for [A-3] .....	52
Table 29 VRE generation output for [A-4] .....	52
Table 30 VRE generation output for [A-5] .....	53
Table 31 Net load for [A-1] .....	54
Table 32 Net load for [A-2] .....	54
Table 33 Net load for [A-3] .....	55
Table 34 Net load for [A-4] .....	55
Table 35 Net load for [A-5] .....	55
Table 36 Jeju grid operation plan by Jeju Load level .....	59
Table 37 Characteristic of Jeju submarine tie line .....	60
Table 38 Characteristic of Jeju generation facilities .....	60
Table 39 Surplus generation for [A-1] .....	62
Table 40 Surplus generation for [A-2] .....	62
Table 41 Surplus generation for [A-3] .....	63
Table 42 Surplus generation for [A-4] .....	63
Table 43 Surplus generation for [A-5] .....	63
Table 44 Monthly average & max of WP output fluctuation .....	66
Table 45 Monthly average & max of PV output fluctuation .....	66
Table 46 VRE capacity by scenario No. 1 [B-2] .....	68
Table 47 VRE capacity scenario No. 2 [B-3] .....	69
Table 48 VRE generation output scenario [B-2] .....	69
Table 49 VRE generation output scenario [B-3] .....	70
Table 50 Contingency failure condition .....	70
Table 51 Load scenario [B-2] of frequency stability about contingency .....	71
Table 52 Load scenario [B-3] of frequency stability about contingency .....	71
Table 53 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2] .....	72
Table 54 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3] .....	73
Table 55 Result of frequency stability about adding PV contingency .....	73

Table 56 VRE output & constraints rate for [A-1] .....	76
Table 57 VRE output & constraints rate for [A-2] .....	77
Table 58 VRE output & constraints rate for [A-3] .....	77
Table 59 VRE output & constraints rate for [A-4] .....	77
Table 60 VRE output & constraints rate for [A-5] .....	78
Table 61 Sales revenue & profit for [A-1] .....	80
Table 62 Sales revenue & profit for [A-2] .....	80
Table 63 Sales revenue & profit for [A-3] .....	81
Table 64 Sales revenue & profit for [A-4] .....	81
Table 65 Sales revenue & profit for [A-5] .....	81
Table 66 The optimal capacity of VRE with minimum constraint .....	83
Table 67 The optimal capacity of VRE in Jeju power grid .....	83
Table 68 The optimal VRE installation capacity by reflecting the solution of constraint problem using ESS .....	86
Table 69 VRE output & constraints ratio for [D-3] .....	87
Table 70 Sales revenue & Profit for [D-3] .....	88



## SUMMARY

Jeju provincial government is pushing ahead with an ambitious plan to supply a hundred percent of Jeju's power demand with renewable energy by 2030 under the catch phrase of Carbon Free Island 2030. According to Jeju CFI 2030 plan, it aims to install 3.8 GW of VRE (Variable Resource Energy) comprising PV Solar 1.4 GW, On Shore Wind 0.5 GW, and Off Shore Wind 1.9 GW by 2030. South Korean government also announced a plan to supply 20 percent of power demand with renewable energy by 2030 through the 8th Basic Plan for Long-term Power Supply and Demand. The government is actively promoting support and systematic improvement for renewable energy projects through active energy transition policies.

As a result, Jeju Island, which is rich in wind resources, has seen its wind farms steadily increase since 2007. And PV have been increasing rapidly owing to the government's active support policy for renewable energy since 2016. Jeju Island is an independent power system separated from Korea's Main Land and is connected by two HVDC (High Voltage Direct Current) lines. As of 2019, the average power demand of Jeju power system is 650 MW and peak power demand is 960 MW. The traditional generators consist of nine thermal and combined cycle generators in three generation farms, with a total capacity of 777 MW. Variable renewable energy (VRE) resources totaling 501 MW, including 265 MW of wind power and 236 MW of PV, are also connected to the power system.

With the recent increase of VRE, wind power curtailment has occurred because the power generation exceeds the power demand. Starting with three times in 2015, the number of wind power curtailment is increasing every year. It has occurred 23 times so far in 2019 up to September and accounted for 1.2% of the total wind power generation as 4.4 GWh.

In particular, during low power demand period of spring and autumn season, the Duck Curve phenomenon became noticeable and wind power curtailment occurs mostly during the daytime around noon with increase of PV. Even in this situation, additional PV projects are being rapidly connected to power system, and the Jeju provincial government is also actively promoting the proliferation of renewable energy.

This dissertation studied the setting method of acceptable VRE limit in the Jeju power system, which is operated independently and has transmission from the Main Land power system constrained. Mid-to long-term demand should be forecasted while maintaining the pattern of seasonal, daily, special low demand period such as holiday season for simulation of VRE marginal capacity. This paper described the proper judgment and setting method for the capacity factor of wind power and PV. To predict exact excess power generation, this paper prepared data that properly maintained the seasonal, monthly, and hourly generation characteristics of VRE and described the forecasting method according to the expected installed renewable energy capacity in the future.

This dissertation found that the ratio of installation capacity of wind power and PV should be 50:50 in order to minimize excess power generation and gain the highest profit in the Jeju power system. In accordance with the above method, this paper determined the yearly operational VRE capacity by repeatedly evaluating which renewable projects gain proper profit by not significantly exceeding the forecasted excess generation.

Sensitivity of marginal capacity was analyzed as method of increasing acceptable and proper renewable energy marginal capacity. As a result, Jeju power system, which is expected to have an average power demand of 981 MW in 2030, excess power generation will not occur with the installed VRE capacity of 1,125 MW. There will be 0.5 % excess power generation with the installed VRE capacity of 1,325 MW (+200 MW), and 1.8 % excess with 1,525 MW

(+400 MW). For the last case, if ESS (Energy Storage System) of 200 MW is installed and operated, excess power generation can be reduced from 1.8% to 0.5%.

This dissertation concludes that 3.8 GW of VRE aimed by the Jeju provincial government cannot be acceptably installed under the current Jeju power system's operational environment. Instead, up to 1.5 GW of VRE can be installed, with an ESS of over 200 MW being installed and operated to mitigate excess power generation.

# I. 서 론

## 1. 연구의 배경 및 필요성

지구 온난화로 인한 생태계의 변화, 심각한 미세먼지로 국민 생활환경에 직접적인 영향을 미치고 있는 지금, 더 이상의 화석연료 사용은 선택이 될 수 없으며 신재생에너지로의 신속한 전환을 요구하고 있다. 우리 정부는 제8차 전력수급기본계획을 통하여 신재생에너지 3020정책을 내걸며 2030년까지 우리나라 사용전력의 20%를 신재생에너지로 공급하겠다는 목표를 세우고 있다[1][2]. 제주특별자치도 또한 2012년 Carbon Free Island(CFI) 2030 계획을 수립하며 2030년까지 제주도내 전력 사용량의 100%를 신재생에너지로 전환하겠다는 목표로 적극적인 신재생에너지 보급정책을 추진하고 있다. 제주도의 CFI 2030 계획에 따르면 2030년까지 태양광 1,411 MW, 육상풍력 450 MW, 해상풍력 1,895 MW의 변동성 재생에너지(VRE: Variable Renewable Energy) 설치를 목표로 하고 있다[3][4].

1998년 8월부터 우리나라 최초로 행원풍력발전단지 상업운전을 시작한 제주도는 풍부한 바람자원을 바탕으로 풍력발전 위주의 재생에너지 정책을 펼쳐왔으며 2016년부터는 감귤폐원지 태양광 정책을 적극 추진하였고 정부의 태양광 지원 정책과 맞아 떨어지면서 태양광 발전단지 또한 급증하게 되었다. 제주 전력계통은 육지계통과 고압직류송전선로(HVDC: High Voltage Direct Current)로 연결되어 독립적으로 운영되는 전력계통으로서 2019년 평균수요(약 650 MW)의 78%인 501 MW의 VRE 자원이 운영 중이다. 제주 전력계통에서는 VRE 자원이 증가하면서 2015년 3회를 시작으로 매년 발전량 제약 횟수가 증가하여 2019년에만 9월까지 23회, 전체 풍력발전량의 1.2%인 4.4 GWh의 발전량 제약이 발생하고 있다. 2016년 이후 소규모 태양광발전 사업에 대하여 송전사업자가 계통연계를 적극 수용해 주도록 하는 정책지원에 따라 제주지역의 약 250 MW 용량의 태양광설비가 2년 내에 수용될 예정에 있어 VRE 설비용량이 제주 전력계통의 평균수요 650 MW를 곧 넘어설 전망이다. 230 MW의 풍력발전사업이 사실상 허가단계에 접어들면서 전력수요 초과에 따른 풍력발전량 제약은 더욱 심화될 전망이다.

현재, 태양광 발전단지는 계통운영자에 의한 원격발전제어체계 범위에 포함되지 않았지만, 풍력발전단지는 사업허가 단계에서 계통운영상 필요시 출력제어 대상으로 포함하는 것을 전제로 하여 계통에 연계되고 있어, 후행사업자인 태양광 발전사업자가 늘어나면 늘어날수록 풍력발전단지 발전량 제약은 기하급수적으로 증가하여, 풍력사업자의 손실은 더욱 확대되고 있는 상황이다[5]. 그렇지만 2018년 기준 VRE 자원 합계용량 395~434 MW가 운영된 제주계통에서 VRE 자원 합성 발전량이 설비 합계용량의 80 %를 넘긴 사례가 없으며, 합성출력이 50 %를 넘긴 사례도 539 시간으로 6.2 %에 불과한 것으로 나타나고 있어 VRE 발전량이 전력수요를 초과한다고 하여 VRE 자원에 대한 계통연계를 무조건 제한하는 것은 효율적이지 않으며 연도별 적정 연계용량을 산정하여 진입을 관리할 필요가 있다. 지금까지 신재생 정책이 보급 확대에 중점을 두다보니 신재생 발전원에 대한 수용한계용량에 대한 산정이나 기준이 마련되어 있지 않았다. 현재 운영 중인 풍력발전 한계용량은 풍력설비의 계통연계를 제한하는 기준이 아니라 초과발전이 발생하는 풍력발전설비 용량으로 산정방법은 연중 최저부하시기에 VRE 발전원이 100 % 출력으로 운전되는 것을 가정하여 초과발전이 발생하지 않는 용량이다. 즉, VRE 자원의 계통연계 가능용량에 관한 기준이 아니라 전력수요 초과발전으로 발전량 제약을 받게 될 가능성이 있는 VRE 설비용량이다[6][7].

제주 CFI 2030 계획의 원대한 목표를 달성하기 위해서는 VRE 자원을 전력계통에 수용하기 위한 많은 노력을 필요로 한다. 제주 전력계통 운영자는 VRE 발전량을 실시간으로 감시하며, 변동성에 대응하는 유연성 발전자원을 확보하고, 신재생 발전량 예측시스템을 갖추어 운영발전계획 수립과 실시간 계통운영에 활용하며, 전력수요를 초과하는 발전량에 대해서는 출력제어를 시행한다. 그럼에도 제주도가 계획하는 VRE 목표용량을 전력계통에 수용하기 위해서는 여러 가지 난제들이 남아 있다. 상정고장에 대한 전력 계통신뢰도 확보와 초과발전량 제약에 따른 VRE 발전사업자에 대한 경제성 확보 문제 등이다. 본 논문에서는 VRE 자원의 증가에 따라 현재 가능한 대응전략을 모든 갖춘다는 것을 전제로 변동성 재생에너지의 계통연계 용량에 따른 상정고장 검토와 발전제약 시뮬레이션을 통하여 수용한계용량을 산정하는 방법과 제주계통에 수용 가능한 연도별 경제적 설치한계용량을 제시하고자 한다.

## 2. 연구 목표 및 내용

### 1) 연구목표

- 가. 독립계통 또는 송전제약을 받는 계통에서의 변동성 재생에너지의 적정 한계용량 설정 방법 및 절차 제시
- 나. 변동성 재생에너지의 제주계통 적정 수용한계용량 제시
- 다. 발전량 제약 및 경제성을 고려한 풍력·태양광설비의 최적 용량비율 제시

### 2) 연구내용

불연속적이고 변동성이 큰 재생에너지 자원이 전력계통에 연계되면서 전력계통의 불안정성은 더욱 커지고 있다. 먼저, 세계 각국의 재생에너지 보급현황과 변동성 재생에너지원의 보급 단계별 대응사례를 조사하여 소규모 전력계통에서의 변동성 자원의 운영과 대응전략을 검토한다. 변동성 재생에너지가 증가하고 있는 제주 전력계통의 상황, 재생에너지원의 변동 특성, 신재생 초과발전량 현황, 풍력발전 한계용량 산정 및 한계용량 증대방안 등을 검토한다.

VRE 자원의 계통연계가 급증하는 계통에서 외부계통으로의 송전한계를 가진 지역계통의 변동성 재생에너지원의 수용한계를 검토하기 위한 절차와 다음 사항들에 대한 방법을 제시한다. 지역의 중장기 전력수요를 전망하기 위한 실적 데이터 취득과 보정 방법, 수요실적 증가율 산정, 지역의 평년기후 특성을 반영한 시간단위 수요전망 데이터 작성 방법을 검토한다.

재생에너지 발전량을 전망하기 위한 실적데이터 집계와 분석, 지역의 평년기후 특성을 반영하고 VRE 자원 고유의 변동 특성이 잘 유지되도록 용량 시나리오에 따라 시간단위 발전량 산정방법을 검토한다. 재생에너지 보급용량 및 자원 용량비율 시나리오 설정, 시나리오별 순수요 계산 및 분석, 신재생 초과발전량 산정 방법 등을 검토한다. 변동성 재생에너지원인 풍력, 태양광 설치용량 비율에 따른 제약발전량 및 경제적 효과를 검토 분석하여 최적 용량비율을 검토한다. 변동성 재생에너지 용량 증설에 따른 제약발전량 민감도를 분석하고 연도별 적정 한계용량을 탐색하여 연도별 최적의 재생에너지 수용한계용량을 결정한다.

## II. 재생에너지 보급현황 및 대응

세계 각국의 태양광, 풍력발전 모두 빠른 추세로 보급되고 있으며, 중국, 미국, 독일 등이 주도하고 개도국에서도 보급추세가 확산되고 있다. 우리나라 또한 태양광 산업의 기술측면에서 세계 선도그룹의 위치를 확보하여 입지확보와 전력망 문제만 해결 된다면 신재생 3020 정책목표 달성에 문제가 없을 것으로 보인다. 풍력발전은 설비용량 10 MW 급 이상의 대형화와 함께 육상풍력에서 해상풍력으로 전환하는 추세이며, 수심 제한을 극복하기 위하여 부유식 해상풍력단지가 상용화 추세로 접어들고 있다. 우리나라의 풍력발전 기술은 가격과 성능 면에서 열위에 있고 국내시장이 작고 해외 수출시장을 개척하는 데에도 한계가 있는 상황이다. 재생에너지 발전원가는 관련 기술의 발달과 사업자간 경쟁이 심화되면서 지속적으로 하락 추세를 이어 왔으며 우리나라 발전원가는 일본을 제외한 해외 주요 선진국대비 매우 높은 수준이다. 재생에너지 발전원은 앞으로도 투자비 하락 영향으로 꾸준히 증가할 것으로 전망된다.

국제에너지기구는 VRE 용량 증대에 따라 4 단계에 걸쳐 전력계통의 비용 효율성과 신뢰도를 유지하는 방법이 어떻게 달라질 수 있는지 제시하였다. 2018년 VRE 발전량 점유율 13%인 제주는 2 단계에서 3 단계로 곧 진입할 전망이며 VRE에 의한 전력수급 조절의 어려움과 유연성 자원 확보가 매우 중요해지는 시점에 있다. VRE 보급 단계별 대응전략으로 가시성 확보, 변동성에 대비한 유연성 자원 확보, VRE 발전량 예측시스템 운영, 부족해진 관성력 확보 등이 있다.

### 1. 재생에너지 보급현황

많은 국가들에서 풍력 및 태양광 발전설비 도입은 정부의 지원정책 및 기술혁신, 투자비용 하락 덕분에 매우 빠르게 증가하고 있다. 2015년 말까지 태양광, 풍력 등과 같은 변동성 재생에너지는 10개 국가에서 연간 전력 생산비중이 두 자릿수에 도달하였다[8][9][10].

덴마크에서는 재생에너지 발전량 점유율이 50%까지 상승했고, 아일랜드, 스웨

인, 독일에서는 대략 20%의 발전량 점유율을 보인다. 그럼에도 재생에너지 발전량이 높은 점유율을 보이는 이들 국가들에서 VRE 자원에 의한 전력공급 신뢰도는 떨어지지 않고 있다[8].

우리나라도 파리협정을 통해 2030년 국가 온실가스 감축목표 37%(BAU 대비) 이행을 국제사회에 약속했고, 이에 따라 발전부문에서 19.9%의 온실가스 감축이 필요한 상황이다. 또한 후쿠시마 사고 등으로 국내원전의 안전에 대한 국민의 우려와 고농도 미세먼지가 사회문제로 부각되면서, 미세먼지 배출원에 대한 근본적인 대책을 요구받고 있다.

우리 정부는 8차 전력수급 기본계획을 통해 2030년까지 Fig. 1에서와 같이 신재생에너지발전량 비중 20%, 발전설비용량 비중 33.7%를 목표로 하는 신재생에너지로의 전환정책을 적극 추진 중에 있다. 목표 달성을 위하여 정부는 2030년까지 태양광 30.8 GW, 해상풍력 12 GW, 육상풍력 4.5 GW 등 총 48.7 GW의 재생에너지 신규설치를 지원할 계획이다[2].

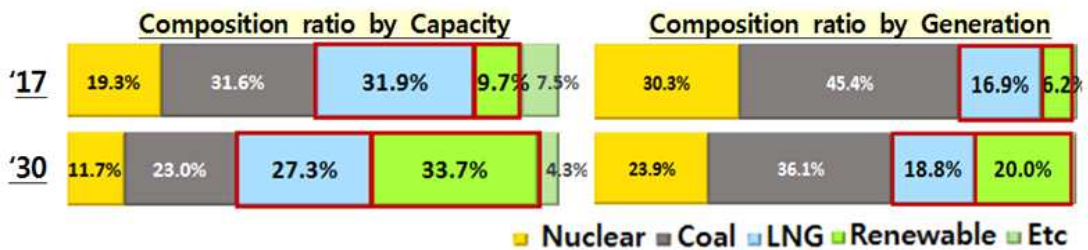


Fig. 1 The 8<sup>th</sup> basic plan of electricity supply and demand [2]

### 1) 태양광발전 보급현황

화석연료 발전단가보다 더 낮은 비용으로 재생에너지 발전원에 의한 전력을 생산하고 있는 Grid Parity 달성 국가가 많아짐에 따라 전 세계 태양광 발전 수요는 확산 추세에 있으며 초기에 중국, 미국, 일본 등의 선진 주요국들이 태양광 보급을 주도했던 반면에 최근에는 인도, 중남미 등 개도국으로 보급추세가 확산되고 있다. 국제재생에너지정책네트워크의 세계재생에너지 보급동향 보고서에 따르면 2017년 기준 전 세계 태양광 발전설비용량은 Fig. 2에서 보는 바와 같이 402 GW에 달하며 2017년에만 98 GW가 신규로 설치되었다[11].



중국이 전 세계 신규 설치물량의 57%인 53.1 GW를 설치하였으며 미국이 10.6 GW, 인도가 9.6 GW로 뒤를 이었다. 2018년 태양광 신규설치 용량은 108 GW로 전년대비 9% 증가하며 미국, 중국을 제외한 태양광발전 수요는 지속적인 상승세를 이어가고 있다. 미국은 미중 무역 분쟁 등의 영향으로 중국은 태양광 시장의 지원제도 변경으로 속도조절 차원에서 잠시 주춤하고 있지만 용량 면에선 다른 국가들을 여전히 압도적으로 앞서가고 있다. 태양광 부품가격 하락세 지속으로 2019년 세계 태양광 시장은 120 GW를 상회하고 있고 적어도 2020년까지 성장세를 지속할 전망이다.

국제재생에너지정책네트워크의 세계재생에너지 보급동향 보고서에 따르면 우리나라 또한 2017년 태양광발전 설치용량이 Table 1에서와 같이 1.2 GW로 세계 8위를 기록했으며, 누적설치 용량은 약 5.6 GW로 단기간에 크게 성장하였다[11]. 2018년에도 신규설치용량 약 2 GW로 급증하였으며, 전력계통 연계 지연으로 착공이 늦어지는 태양광 발전소 또한 3 GW에 달하는 것으로 전망되고 있다.

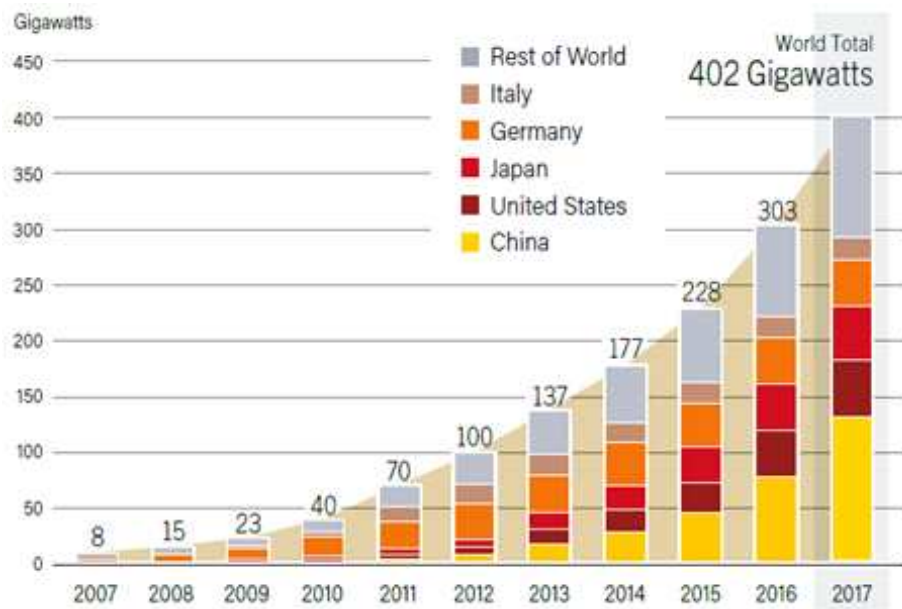


Fig. 2 The status of global PV installation [11]

우리나라의 태양광 발전 기술수준은 폴리실리콘의 경우 순도 99.9%로 반도체용 실리콘을 생산할 정도로 품질 및 가격에서 세계 최고수준이며 셀 기술력 또한 세계 최고 수준에 도달하였다. 세계적으로 평준화된 기술인 모듈 생산 기술은 노동집약적 분야로 우리와 중국이 유사한 수준이다[12]. 우리나라는 태양광 산업의 기술적 측면에서 세계 선도그룹의 지위를 확보했지만, 자국 내수시장을 바탕으로 급성장한 중국이 저가공세를 펼치며 2017년 기준 우리나라 내수시장의 30%까지 잠식하고 있는 상황이다. 그러나 우리나라는 태양광 산업의 기술경쟁력을 충분히 확보하고 있기 때문에 정부의 에너지전환 정책의지에 따라 입지 확보, 전력망 확충 등의 문제가 잘 해결된다면 신재생 3020 정책 목표달성은 무난할 것으로 전망된다.

**Table 1** Top countries of PV capacity added in 2017[11]

Rank	Country	2016	Added in 2017	End-2017
1	China	78.1	53.1	131.1
2	United States	40.4	10.6	51.0
3	India	9.2	9.1	18.3
4	Japan	42.0	7.0	49.0
5	Turkey	0.8	2.6	3.4
6	Germany	40.7	1.7	42.4
7	Australia	6.0	1.3	7.2
8	Republic of Korea	4.4	1.2	5.6
9	United Kingdom	11.8	0.9	12.7
10	Brazil	0.2	0.9	1.1

## 2) 풍력발전 보급현황

2018년 국제재생에너지 정책네트워크의 세계재생에너지 보급동향 보고서에 따르면 Fig. 3에서 보는 바와 같이 2017년도 세계 풍력발전 신규설치 용량은 52 GW로 누적용량은 539 GW에 달한다. 풍력발전부문은 Fig. 4에서 보는 바와 같이 중국, 미국, 독일 등의 국가가 주도하고 있으며, 현재까지는 육상풍력 520.2 GW 해상풍력 18.8 GW로 육상 풍력이 대부분을 차지하고 있다[13].

세계 풍력발전 시장 또한 매우 가파르게 성장하고 있으며 2020년까지 2017년 대비 56%가 증가한 840 GW의 풍력발전단지가 운영될 것으로 예상되고 있다. 풍력발전시스템은 Adwen 10 MW, Vestas 9.5 MW, Siemens 8.4 MW 등 설비용량이 대형화 추세에 있고, GE와 Siemens는 12 MW, Vestas는 13 MW급 설비를 개발하여 인증 단계에 있다. 향후 세계 풍력발전시장에서는 육상풍력은 점차 줄어들고 해상풍력이 빠른 속도로 성장할 것으로 예상되고 있으며 2023년까지 61.3 GW, 2030년까지 129 GW까지 성장할 것으로 예상된다. 해상풍력이 가장 활발한 유럽의 경우 2018년 평균 수심이 27 m 이었으나 해상풍력이 늘어나면서 터빈 사이즈가 대형화되고, 먼 바다로 나감에 따라 고정식 풍력단지의 수심(60 m) 제한을 극복하기 위한 부유식 해상풍력단지가 Pilot 단계에서 상용화단계로 진입하고 있다[13].

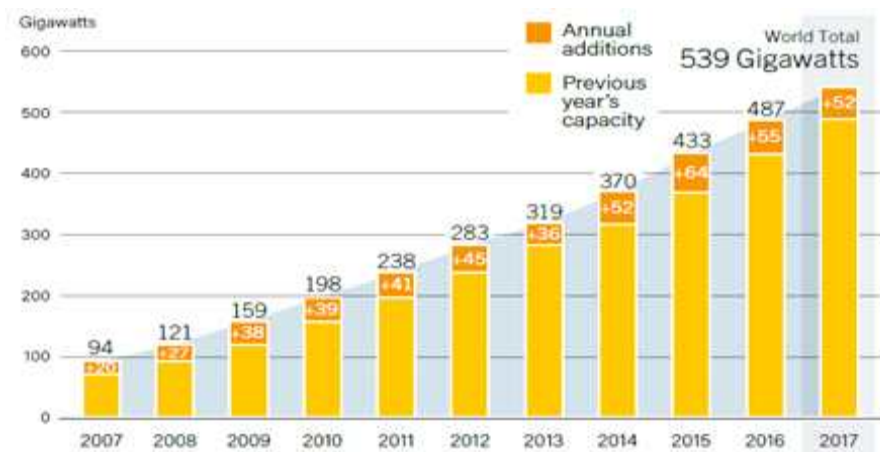


Fig. 3 The status of global wind power installation [11]

우리나라의 경우 2017년 말 기준 1.2 GW의 풍력발전설비가 운영되고 있으며 탐라해상풍력(30 MW)를 제외하고는 모두 육상풍력이다. 2018년 풍력발전설비 신규 설치용량은 189 MW로 전년대비 약 1.8 % 증가하였다. 우리나라는 국토가 작고 산간지역이 많아 육상 풍력발전이 확장되기에 불리한 조건이다. 반면 우리나라 영해 내의 해상풍력의 기술적 잠재량은 387 GW에 달하여 해상 풍력발전 건설을 적극 추진할 필요가 있다. 신재생 3020 계획에 따라 풍력설비용량 17.7 GW를 달성하기 위해서는 해상풍력 기술 확보가 필수적이다. 해상풍력의 원천기술 확보를 위한 Global Leader들의 경쟁이 가속화 되는 가운데 우리나라 풍력발전기술은 유럽산 대비 가격 및 성능 경쟁력이 열위에 있고, 중국산에 비해서도 가격경쟁력이 떨어진다. 국내시장에서도 가격경쟁력 때문에 신규 풍력설치용량 중 외국제품 사용비율이 2016년 30 %에서 2017년 51 %로 증가하는 추세에 있다. 풍력발전 사업허가가 여러 장벽에 막혀 진행이 더뎠지면서 국내시장이 형성되지 않았고 세계 경쟁기업들과의 기술격차를 좁혀 수출시장을 개척하는 데에도 한계가 있어 두산중공업을 제외하고 현대중공업 등 대기업들이 풍력사업에서 철수했다. 이제 시작단계인 해상풍력은 조선, 철강, 해저케이블, 건설 등 우리가 경쟁력을 갖춘 국내 산업기반을 바탕으로 핵심 기술을 가진 해외기업과 전략적 제휴를 통해 기술격차를 극복해 나가야 한다. 계획입지, 주민수용성, 인허가, 경제성 등의 4대 핵심장벽을 해결하기 위한 정부차원의 노력과 Governance 체계 마련이 절실한 상황이다[14].

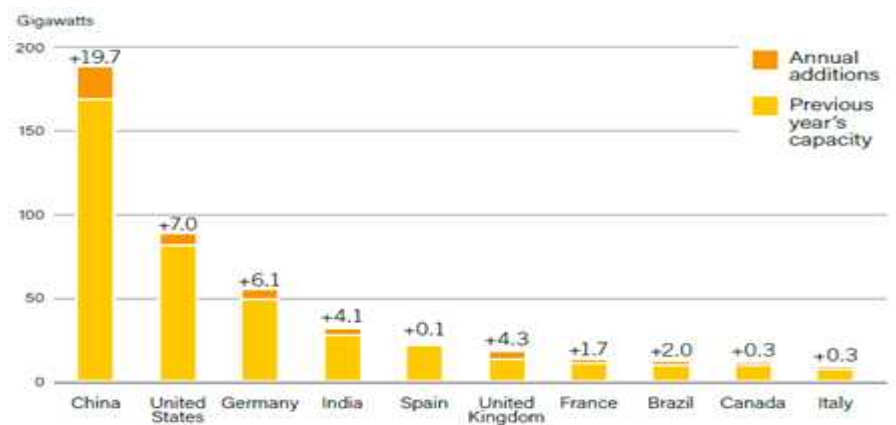


Fig. 4 Top countries of wind farm capacity added in 2017 [12]

### 3) 재생에너지 발전원가 동향

세계 각국의 재생에너지 발전원의 적극적 도입으로 관련 기술이 발달하고 사업자간 경쟁이 심화되면서 태양광 및 풍력발전원가는 지속적으로 하락 추세에 있다. 2018년 상반기 발표된 블룸버그 자료에 따르면 이미 태양광 및 육상풍력은 주요국에서 원가가 가장 낮은 발전원이 되었다[15][16].

**Table 2** Generation costs in each country [15][16]

Country	Fuel Type	Construction Cost [\$/MW]	Utilization Rate[%]	Generation Cost [\$/MWh]	Remarks
U. S	Coal	2.16~2.99	36~57	67~113	Activate VRE investment by tax reduction system
	Natural Gas	1.01~1.24	45~80	40~60	
	Solar PV	1.08	11~22	47~91	
	Wind(Off Shore)	1.22~1.73	29~49	28~69	
Germany	Coal	1.49~1.70	45~65	96~133	Grid Impact Problem with high penetration of VRE
	Natural Gas	1.00~1.49	50~70	76~105	
	Solar PV	0.9	10~12	74~88	
	Wind(On Shore)	1.65~1.79	25~31	58~75	
	Wind(Off Shore)	3.10~5.01	43~47	100~174	
U. K	Coal	0.96~1.16	53~76	85~94	Off shore Wind Power Cost is low
	Solar PV	0.93	10~12	86~104	
	Wind(On Shore)	1.70~1.78	29~38	58~76	
	Wind(On Shore)	3.51~5.84	46~50	99~175	
Australia	Coal	1.98~2.15	55~70	111~146	Recently, Solar PV has increased
	Natural Gas	0.97~1.24	50~65	68~83	
	Solar PV	0.91~1.11	15~22	47~85	
	Wind(On Shore)	1.48~1.73	29~46	42~75	
Japan	Coal	2.0	60~80	50~62	Solar PV cost high. Recently, Coal has increased
	Natural Gas	1.17~1.43	70~80	86~93	
	Solar PV	1.37~3.54	12~16	64~279	
	Wind(On Shore)	2.34~2.96	22~30	88~191	
China	Coal	0.53~0.67	40~60	46~89	The lowest Coal Generation cost
	Natural Gas	0.40~1.22	30~60	76~98	
	Solar PV	0.84~0.91	12~18	54~100	
	Wind(On Shore)	1.12~1.23	23~32	50~74	
	Wind(Off Shore)	2.29	33~36	74~100	

태양광 발전원가는 2010년 0.36 \$/kWh에서 2017년 0.10 \$/kWh으로 최근 7년간 73 % 하락하였다. 태양광 발전원가의 주요 하락 원인은 국가별 신재생 확대정책으로 인한 보조금 지원 등에 기인한다[17].

태양광 발전원가는 국가별 건설단가, 인건비, 이용률, 지원정책 등으로 인해 차이가 발생하며 캘리포니아의 주택용 태양광 건설단가는 4,550 \$/kW로 독일 건설단가의 2 배, 인도 건설단가의 3 배 수준이다[18].

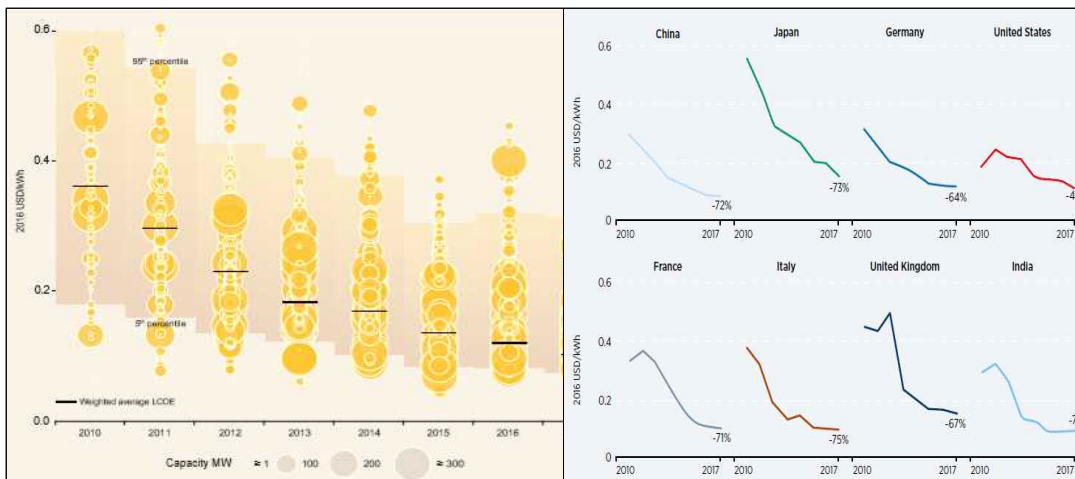


Fig. 5 PV generation cost trend and comparison by country [15]

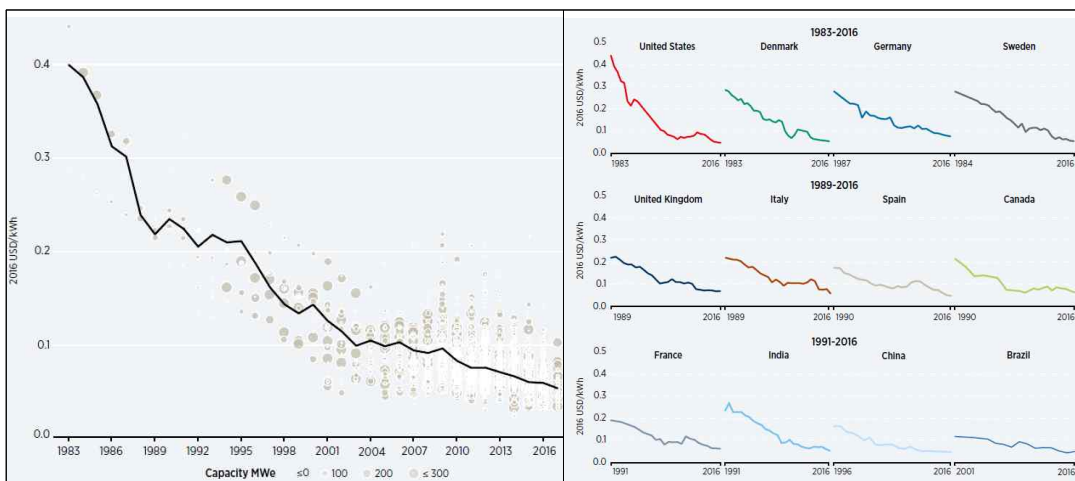


Fig. 6 Wind power generation cost trend and comparison by country [16]

풍력 발전원가는 1983년 0.40 \$/kWh에서 2017년 0.06 \$/kWh로 30년간 83 % 하락하였으며 발전원가 또한 국가별 건설단가, 인건비, 이용률, 지원정책 등으로 차이가 발생하며, 북미지역이 1,775 \$/kWh로 건설단가가 가장 낮았다.

국내 재생에너지 발전원가는 일본을 제외한 해외 주요국대비 매우 높은 수준으로 주요국과 발전원가를 비교하면 순서는 일본 > 한국 > 미국 > 독일 > 호주 > 중국 순이다. 우리나라를 포함한 재생에너지 발전원가는 하락 추세에 있으며 앞으로 투자비 하락의 영향으로 재생에너지 발전원은 꾸준히 증가할 것으로 전망된다[15].

**Table 3** Generation costs by VRE in developed countries (1<sup>st</sup> half of 2018)

Country	Construction Cost [M\$/MW]		Utilization Rate [%]		Generation Cost [\$/MWh]	
	PV	Wind	PV	Wind	PV	Wind
Korea	1.37~1.55	2.10~2.46	15~17	23~27	106~151	99~155
Japan	1.37~3.54	2.34~2.96	12~16	22~30	64~279	88~191
U. S	1.08	1.22~1.73	11~22	29~48	47~91	29~69
Germany	0.9	1.65~1.79	10~12	25~31	74~88	58~75
Australia	0.91~1.11	1.48~1.73	15~22	29~46	47~85	42~75
China	0.91	1.23	12~18	22~31	76	72

## 2. 재생에너지 확대에 따른 대응

### 1) 재생에너지 전력망 연계의 4단계

변동성 재생에너지(VRE: Variable Renewable Energy) 보급이 확대됨에 따라 전력수급 조절 및 전력계통 신뢰도 저하 문제 해소 방안 마련이 많은 국가들에서 도전과제가 되고 있다. 2017년 국제에너지기구(IEA: International Energy Agency)는 보고서 “Getting Wind and Sun onto the Grid” 발간을 통해 VRE 보급의 4단계에 걸쳐 전력계통의 비용 효율성과 신뢰도 유지하는 방법이 어떻게 달라질 수 있는지 제시하였다[19]. 국제에너지기구는 국가별 연간 VRE 발전비중 및 VRE 보급 단계를 Fig. 7과 같이 나타내었다.

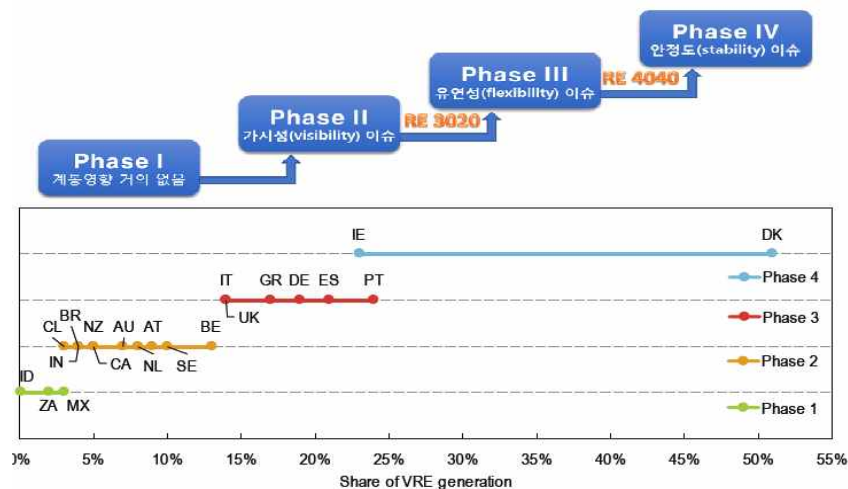


Fig. 7 Annual VRE generation shares in selected countries and correspondence to different VRE phases in 2015[19]

#### ① 1단계(점유율 3% 미만): VRE가 전체 계통에 미치는 영향 없음

재생에너지 보급초기에 재생에너지 발전원의 변동성은 전체 전력수요에 비해 미미하여 계통운영자 입장에서는 VRE 발전소가 없는 상황과 뚜렷한 차이가 없기 때문에 VRE 발전량의 영향이 감지되지 않는 수준이다. 설령 영향이 있다고 하더라도 그 충격은 전력망 접속 지점 또는 그 부근에서 국지적으로 발생할 것이다[20].



재생에너지 자원이 늘어나면서 계통운영자는 신규 VRE 발전원의 계통 접속 위치와 발전량에 대한 가시성(Visibility)을 확보하기 위한 준비를 하여야 한다. 또한, VRE 발전원의 계통연계와 관련된 접속 표준, 접속규칙 또는 전력망 운영 규칙과 같은 기술 표준을 사전에 마련하는 등에 주의를 기울여야 한다. 1단계에 해당하는 국가는 인도네시아, 남아프리카, 멕시코 등이다.

② 2단계(점유율 3~15%): VRE에 의한 계통영향 인지

전력계통에 더 많은 크고 작은 VRE 발전원이 연계되면서 전력계통 운영에서 관측되지 않는 VRE 발전원이 전력수요를 일부 충족시키기 때문에 순부하 모양에 현저히 영향을 미치는 단계로 VRE 발전원이 계통운영자에게 관측되고 계량되지 않으면 계통운영자의 수요예측에 영향을 미쳐 계통운영계획 수립을 어렵게 한다[21]. 이 단계에서는 VRE 발전원이 전력계통에 미치는 영향이 증가하므로 전력계통 운영신뢰도를 유지하기 위한 VRE 발전원 접속규칙 마련에 체계적인 접근이 필요하다. VRE 발전원의 기술적 능력에 대한 적절한 필요사항을 파악하고 이러한 기능이 실제로 준수되는지 확인할 필요가 있다.

다음으로 VRE 발전량이 계통운영에 반영되어야 한다. 이를 위하여 VRE 발전 자원에 대한 현재와 미래 상태에 대한 가시성 확보가 매우 중요하다. 소형 태양광 발전소를 포함한 VRE 모든 자원에 대해 감시하는 것은 비용대비 효율적이지 않다. 일정량의 VRE 자원이 실시간 발전량에 대표성을 가질 수 있도록 자료 취득체계를 구축하여 VRE 자원에 대한 실시간 출력량을 계산하고 집계할 수 있도록 관리할 필요가 있다. 또한 전력수요와 VRE 발전량 예측, VRE 변동성에 대비한 운영예비력, 외부 연계계통과의 연계 조류량 조절 등이 운영발전계획에 반영되어야 한다. 전력망 혼잡이 발생할 경우 이를 관리할 필요가 있으며, 재생에너지발전량 예측시스템이 없어도 계통운영이 가능하지만 계통운영에 보다 많은 비용이 소요된다. 2단계 국가로는 칠레, 캐나다, 브라질, 인도, 뉴질랜드, 호주, 네덜란드, 스웨덴, 오스트리아, 벨기에 등이 있다.

③ 3단계(점유율 15~25%): 유연성에 대한 고려

VRE 보급이 계속됨에 따라 전력공급은 불확실성과 변동성이 커짐으로 전력수급조절이 어려워진다. 낮은 순부하에서 급격한 부하 변동 및 상정고장에 대응하기 위해 계통운영자들은 발전기들의 유연성을 점검할 필요가 있다. 특히 경부하

시기의 순부하로 인해 중앙급전발전기의 유연성 확보에 어려움이 커질 가능성이 높다[22].

태양광 발전은 아침과 저녁마다 출력의 변동성이 크고, 저녁시간에 증가하는 전력수요와 풍력발전의 출력감소와 합산되는 경우 높은 변동성이 나타날 가능성이 있다. 이에 대비하여 유연성 높은 발전기의 투입과 출력 조절 가능성이 확보되어 있어야 한다. 유연성을 확보하기 위해 운전되는 중앙급전발전기들은 안정적인 운영 상태를 유지하기 위한 최소운전 발전량이 확보되어야 하는데 이들 발전기의 발전량과 VRE 발전량이 전력수요를 초과할 수 없기 때문에 VRE 자원에 대해 상한제약이 발생하게 된다. 이 경우 계통운영자는 VRE 발전량을 제어하는데, 태양광의 경우는 인버터 기술을 적용하거나 풍력의 경우에는 터빈 날개 각도의 피치제어를 통해 증·감발 속도와 양을 제어하게 된다[23].

전력계통의 전력조류는 기상조건에 영향을 많이 받게 되어 태양광이 대세인 지역에서는 낮과 밤에 따라 전력조류의 방향이 상당히 달라지고, 배전망에 연계되는 소형 VRE 발전소가 지리적으로 집중되는 경우에는 역방향 조류가 점점 더 빈번해 진다. 이 문제를 해결하기 위해 배전망 운영자와 송전망 운영자간 긴밀한 협조가 필요하다. 3단계 국가들로는 이탈리아, 영국, 그리스, 스페인, 포르투갈 등이 있다.

#### ④ 4단계(점유율 25~50%): 전력계통 안정도의 중요성 증대

VRE 발전량이 특정 상황에서 대부분 또는 모든 전력수요를 충족시키는 것이 가능해진다. 주말과 같이 수요가 낮은 기간에 VRE 출력이 최대치에 있을 때 일반적으로 발생한다. 풍력발전 및 태양광 발전 모두 높은 출력을 보이는 현상이 춘계와 추계에 발생할 수 있다. 태양광 발전기에는 관성력이 없기 때문에 이 단계에서는 계통에 외란이 발생한 직후에도 안정적인 계통운영 상태를 유지하기 위한 계통안정 유지 능력이 중요해진다. 관성은 대형 화력 발전기에 연결된 회전체에 저장된 운동에너지이다. 회전체에 저장된 에너지는 단기 에너지저장장치와 같은 역할을 하며 순간적인 전력부족에 저항하여 전력망을 안정적으로 유지하는데 도움을 준다.

VRE 발전기의 증가로 계통에서 전통적인 발전기 수가 감소하면서 줄어든 관성을 보충하기 위해 전력계통 안정도를 높이기 위한 대체 자원을 찾아야 한다.

최근에는 풍력발전기 회전체의 기계적 에너지를 전기적 에너지로 전환하는 데에 일시적으로 축적시키는 기법으로 관성력을 확보하는 방법이 개발되고 있다. 4단계 국가들로는 아일랜드와 덴마크 등이다[25].

국제에너지기구 보고서가 제시하는 VRE 보급의 4단계는 VRE 용량 증가에 따라 전력계통에 미치는 영향 수준을 구별하여 Table 4에서와 같이 우리가 해야 할 일의 우선순위를 결정하는 프레임워크를 제공한다[26].

**Table 4** Four phase of VRE integration [26]

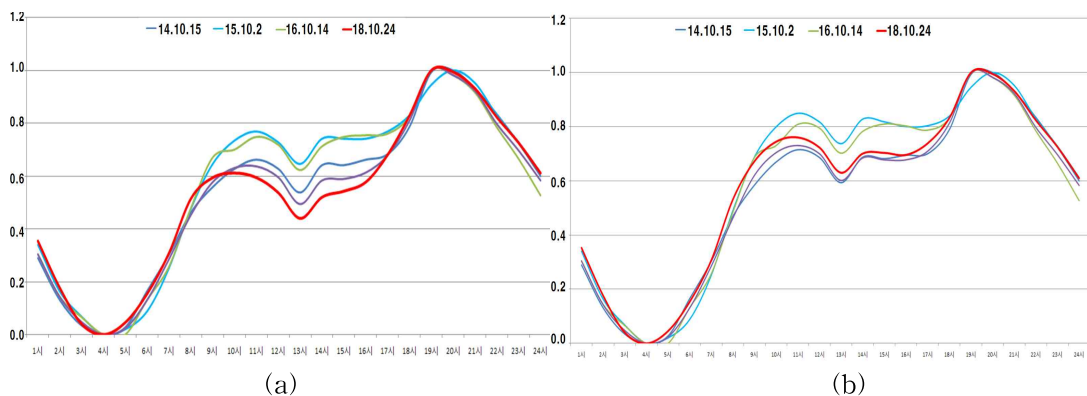
	Attributes (Incremental with progress through the phases)			
	Phase One	Phase Two	Phase Three	Phase Four
Characterisation from a system perspective	VRE capacity is not relevant at the all-system level	VRE capacity becomes noticeable to the system operator	Flexibility becomes relevant with greater swings in the supply/demand balance	Stability becomes relevant. VRE capacity covers nearly 100% of demand at certain times
Impacts on the existing generator fleet	No noticeable difference between load and net load	No significant rise in uncertainty and variability of net load, but there are small changes to operating patterns of existing generators to accommodate VRE	Greater variability of net load. Major differences in operating patterns; reduction of power plants running continuously	No power plants are running around the clock; all plants adjust output to accommodate VRE
Impacts on the grid	Local grid condition near points of connection, if any	Very likely to affect local grid conditions; transmission congestion is possible, driven by shifting power flows across the grid	Significant changes in power flow patterns across the grid, driven by weather condition at different locations; increased two-way flows between high and low voltage parts of the grid	Requirement for grid-wide reinforcement, and improved ability of the grid to recover from disturbances
Challenges depend mainly on	Local conditions in the grid	Match between demand and VRE output	Availability of flexible resources	Strength of system to withstand disturbances

## 2) VRE 가시성(Visibility) 확보

관측이 되지 않는 소규모 VRE 자원들의 급속한 증가는 전력계통운영자에게 많은 어려움을 준다. 계통운영자인 전력거래소가 바라보는 전력수요는 Fig. 8에서 PPA(Power Purchase Agreement) 태양광과 자가용 태양광 발전량이 포함되지 않은 전력수요(a)다. 실제 전력수요는 VRE 자원에 의해 생산된 전력을 한전에 직접 판매하는 PPA 사업자의 발전량과 전력수요지에 설치된 자가용 태양광 발전기 등의 BTM(Behind The Meter) 발전설비의 발전량이 포함된 전력수요(b)이다.

전국계통의 경우 계통운영자가 실시간으로 태양광 발전량을 감시하기 위하여 취득하는 정보는 설비용량 1 MW이상으로 전력시장에 의무 가입대상인 발전설비와 일부 소규모 사업자로 전체 태양광 보급량의 40 % 수준에 불과하다. 나머지 60 %의 태양광 설비에 대한 실시간 발전량 정보를 취득하지 못함으로 전체 태양광 발전량에 대한 감시, 평가, 예측에 대한 어려움이 있다.

계통운영자는 발전 및 송전계통에 연계된 모든 전력설비의 정보를 실시간으로 취득·분석함으로써 전력계통을 안정적으로 운영하고 있다. 변동성 재생에너지의 보급증가는 관제범위 외 감시불가 영역을 확대하여 실시간 발전량 정보의 취득 및 분석을 어렵게 한다. 전력계통의 안정적 운영 및 신뢰성 확보를 위해서는 불감영역의 감시를 위한 VRE 자원에 대한 가시성을 확보하고 더 나아가 계통운영자의 의사결정을 도울 수 있는 시스템을 갖출 필요가 있다[27][28].



**Fig. 8** Change of the net load from 2014 to 2018: (a) excluding PPA and BTM PV, (b) including PPA and BTM PV

BTM 태양광 등 소규모 재생에너지 발전설비는 계통운영자에게 관측되지 않는 전력수요가 됨으로써 수요예측을 어렵게 하고, 운영발전계획 수립에도 영향을 미쳐 발전기 기동·정지 계획과 운영, 예비력 운영에 좋지 않은 영향을 미친다.

전력계통운영자인 전력거래소 제주관제센터에서는 Fig. 9와 같이 신재생에너지 통합관제시스템을 통하여 제주계통에 연계된 풍력발전기의 99.96%, 태양광발전기의 90.88%를 감시한다. 신재생에너지통합관제시스템은 재생에너지발전량을 예측하여 계통운영자가 운영발전계획과 실시간 계통운영에 참조할 수 있도록 하고, 돌풍이나 태풍 등 특이 기상상황 발생에 따른 VRE 자원의 출력 변동에 대응할 수 있도록 도움을 준다.

현재까지는 제주지역의 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)이 높아 대부분의 소규모 태양광 발전사업자들이 PPA 사업자를 택하기보다는 전력거래소를 택하고 있어 전력거래소가 대부분의 태양광 발전출력 데이터를 직접 취득하고 있다. 그러나 향후 VRE 자원 증가와 LNG복합 건설 등으로 제주 SMP가 낮아지면 PPA 사업자를 택하는 경우가 많아질 가능성이 있으며, BTM 태양광 설비가 급증함에 따라 계통운영자가 감시할 수 없는 변동성 재생에너지 자원이 점차 증가할 것으로 보인다. 계통운영자는 PPA 태양광과 소규모 BTM 태양광 발전량에 대한 가시성 확보 대책을 마련해야 한다.

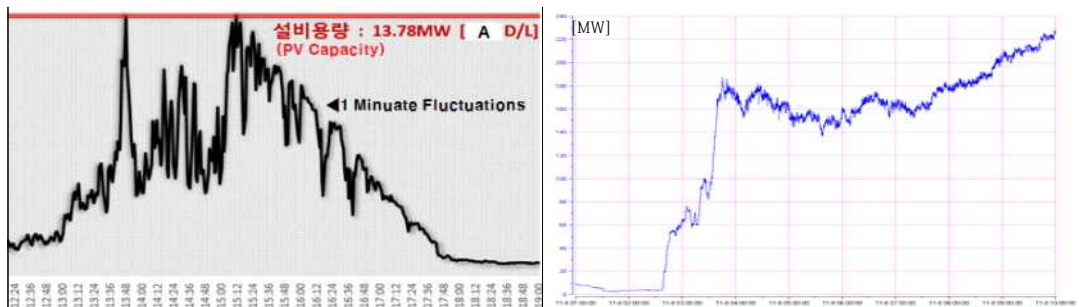
Weather	Available Power	Risk	Report
<ul style="list-style-type: none"> <li>Weather condition and Forecasts</li> <li>※ Wind direction, Wind speed, Temperature, Humidity, Solar Radiation, etc</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Changes in bidding for Conventional Generator</li> <li>RE Forecasting</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>RE Output rapid change (RAMP)</li> <li>Special Weather report from weather agency</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operational Report (Daily, Weekly, Monthly)</li> </ul>



Fig. 9 The operation system for renewable energy in Jeju KPX

### 3) 재생에너지 변동성에 대비한 유연성 자원 확보

재생에너지 증가에 따른 발전출력의 변동성 증가는 계통운영자로 하여금 발전 운영계획 및 실시간 전력계통운영의 어려움을 가중시킨다[29],[30]. 변동성 재생에너지는 햇빛과 구름, 바람 등의 기상 및 기후 변화에 따라 발전량이 간헐적이고 출력의 변동성이 매우 높다. VRE 출력변동 사례로 2019년 3월 6일 제주계통 어느 배전선로에 연계된 태양광 발전출력(설비용량 13.8 MW)의 변동사례와 2017년 11월 10일 제주지역 풍력발전출력(설비용량 270 MW)의 변동사례로 Fig. 10에 나타내었다.

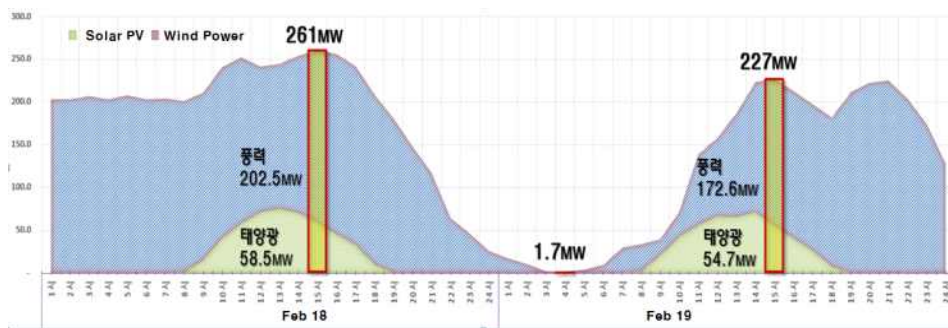


(a)

(b)

**Fig. 10** Fluctuation of VRE power output: (a) PV, (b) WP

VRE 출력의 변동이 전력수요의 움직임과 반대로 변동되면서 계통운영을 더욱 어렵게 만드는 경우가 Fig. 11과 같이 발생하기도 한다. 2018년 2월 18일 일몰 시간에 전력수요는 급격히 증가하는 데, VRE 합성출력마저 감소하여 이에 대응하기 위한 중앙급전 발전기의 예비력 요구량이 더욱 가중되는 상황이다.



**Fig. 11** Inverse change VRE output and power demand

이러한 VRE 자원의 출력변동에 대응하기 위한 유연성자원으로는 수력발전, 가스복합발전기 등이 있다. 현재 제주계통에는 제주LNG#1,2(240 MW)가 운영되고 있으며 남제주LNG(160 MW)가 2020년 6월에 준공될 예정이다. 이들 가스복합발전기의 분당 증감발량은 6~9 MW로서 3기의 LNG 복합발전기 용량만으로는 제주지역의 VRE 자원의 출력 변동성을 감당하기에는 부족한 양이다. 그러나 제주계통과 전국계통을 연계하는 연계선로 HVDC#1(150 MW)와 HVDC#2(200 MW×2)의 정격용량이 유연성 자원 용량이 되며, 향후 3년 내에 건설예정인 HVDC#3(200 MW)의 경우는 전압형으로 송·수전 전환이 용이하여 최적의 유연성 자원으로 활용될 전망이다. VRE 자원의 출력변동 및 한계용량 초과대비 또 다른 유연성 자원으로는 에너지저장장치(ESS: Energy Storage System)가 있다. 제주계통에서 ESS 충/방전 운영으로 풍력발전 수용 증대효과가 나타나는 ESS 최대용량은 VRE 설치 용량의 15%이며, 그 이상은 리바운드 효과에 의해 증대효과가 나타나지 않는 것으로 분석되었다[31][32].

계통운영자는 전력계통에 연계된 VRE 자원의 출력변동성을 지속적으로 분석하여 최대변동률에 대비한 유연성 자원용량을 운영발전계획에 반영하고 실시간 계통운영에서 항상 확보하고 있어야 한다. 2018년 제주 전력계통에 연계된 풍력과 태양광 발전원의 최대 변동률을 Fig. 12와 같으며, 풍력발전 연중 최대변동률은 4월 시간단위 변동률로 설비용량의 36.9%로였으며, 태양광발전 연중 최대변동률은 30분 단위 변동률로 설비용량의 48.6%로였다[33].

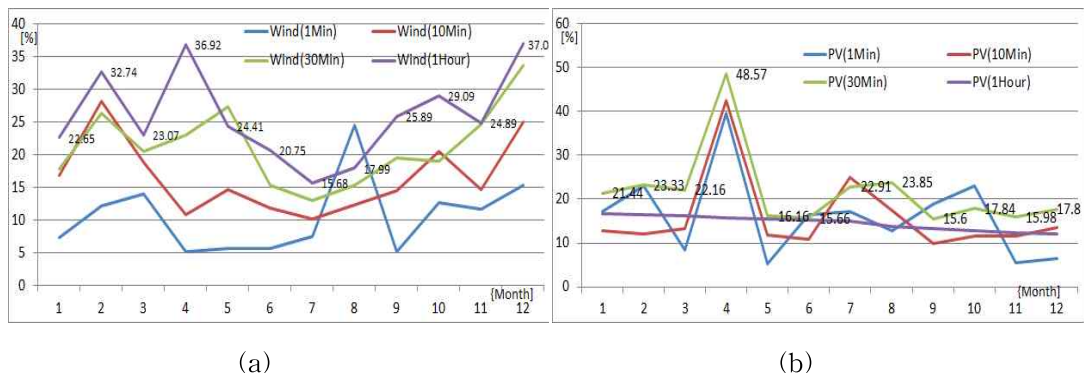


Fig. 12 The monthly maximum output fluctuation of VRE: (a) fluctuation of WP, (b) fluctuation of PV

#### 4) 재생에너지 발전량 예측시스템 운영

계통운영자는 재생에너지 발전량 예측시스템을 활용하여 VRE 발전량 예측값을 계통운영계획에 반영함으로써 전통적인 발전기를 효율적으로 운영하고 계통 운영 안정성을 높이며 계통운영 비용을 감소시킬 수 있다. VRE 발전원이 계통에서 일정비율을 넘어서면 전통적인 발전기의 발전 출력조절뿐만 아니라 기동정지, 운영예비력 등에 중대한 영향을 주고, 전압 및 주파수 등 전력품질에도 영향을 주는 등 실시간 전력계통 운영에 큰 영향을 미친다. 특히 제주와 같은 소규모 전력계통에서 한정된 발전자원들을 효과적으로 운영하기 위해서는 재생에너지 발전량 예측정확도를 높이는 것이 매우 중요하다[34].

전력거래소 제주 전력관제센터에서는 태양광 및 풍력발전량 예측시스템을 Fig. 13과 같이 운영하고 있다. 기상청으로부터 하루에 4회 제공되는 기상 수치예보 자료와 제주도 전역에 설치된 실시간 기상관측 정보 등을 이용하여 VRE 발전기 위치정보 및 성능곡선, 실시간 발전량 정보를 바탕으로 VRE 발전기별 발전단지별 발전량을 예측하게 된다. 또한 단기 기상예측정보의 정확도 향상을 위하여 과거 기상실적자료를 분석하여 통계적 규칙이나 패턴을 찾아 랜덤포레스트 등의 통계기법을 적용하면서 예측정확도를 더욱 높여가고 있다. 실시간 전력계통 운영에는 5분단위의 6시간 예측 전망치를 활용하고, 계통운영 하루 전에 이루어지는 운영발전계획 수립에는 1시간 단위로 48시간 예측한 전망치를 활용한다.

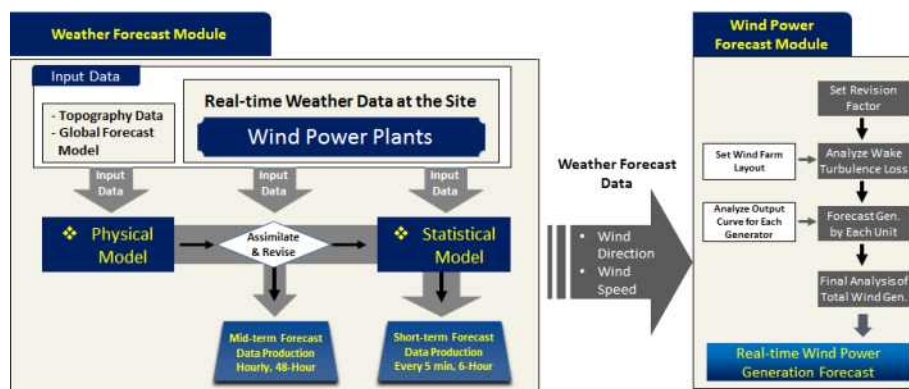


Fig. 13 The renewable energy forecasting system operated by Jeju KPX



계통운영자는 실시간 데이터 제공 의무가 없는 소규모 VRE 사업자가 증가함에 따라 배전망 운영사업자가 취득하는 VRE 자원의 정보를 실시간으로 연계하거나 통계기법을 적용하여 적정 개소의 VRE 발전량 실시간 정보를 취득하여 가시성을 높이고 VRE 발전량 예측정확도를 지속적으로 개선시켜야 할 필요가 있다.

#### 5) 재생에너지 발전량 제어

전력시장에서 VRE 자원이 가격입찰에 의해 발전우선순위와 발전량을 결정하는 경우를 제외하고는 일반적으로 VRE 발전자원은 전력계통 운영에 높은 우선순위를 갖게 된다. 그러한 전력계통에서 VRE 발전량을 제한하게 되는 원인과 경우는 Table 5에서와 같이 송전선로 또는 연계선로의 용량 부족에 의한 송전혼잡, 계통고장발생시 예비력 부족에 의한 전압 및 주파수저하, 관성안정도 등의 계통안정도에 문제, 고립계통에서의 VRE 발전량이 수요를 초과한 공급과잉, 전력시장에서의 전략적 입찰 등의 경우다[35]-[39].

재생에너지의 출력제한을 줄이기 위한 대책으로 설비투자 측면에서는 송배전선로의 확장, 유연성 발전자원 확충 등이 있고, 계통운영 측면에서는 신재생에너지 발전량 예측시스템 운영, 실시간 운영발전계획, 재생에너지 자동발전제어(AGC) 강화, 시장운영 측면에서는 재생에너지 입찰 및 인센티브제도 운영, 실시간시장 및 보조서비스 시장, (-) 가격입찰 등이 있다.

**Table 5** VRE output curtailment type

Curtailment	Causes of Occurrence	Solution
Network Constraints	Transmission Congestion (lack of Transmission access)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transmission expansion</li> <li>• Market redesign</li> <li>• Expanded Balancing Footprint</li> <li>• Flexibility Reserves</li> <li>• Sub-hourly Scheduling</li> </ul>
Network Security & Inertia	Reliability risk in power system operation	
Excess Generation	Excess supply during low load periods	
Strategic Bidding	Withholding Capacity (Market-based protocols)	

해외 VRE 자원 출력제한에 대한 보상은 국가별로 시장제도와 기술수준 등에 따라 상이하나 대부분 전력시장을 통해 해결하려는 추세다. 유럽은 재생에너지의 우선 공급 순위를 폐지하고 입찰에 의한 시장거래 참여를 의무화할 예정이며 계통운영상 필요시 출력을 제한하게 될 경우에는 시장가격으로 보상하고, 출력 의무를 불이행 한 경우에는 벌과금을 부여한다. 모든 국가들에서 재생에너지 자원 보급률을 높이기 위해 출력제한을 허용하며 5% 범위 이내로 최소화 하려는 원칙으로 운영된다.

우리나라는 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준에 따라 전력수급의 균형유지가 어렵거나 어려움이 예상되는 비상상황에서 급전지시를 통하여 출력제어를 할 수 있으며 출력제어에 대한 보상은 하지 않고 있다[40],[41]. 2018년 발전량기준으로 VRE 발전량 점유율이 12.9%를 차지하고 있는 제주 전력계통에서는 VRE 발전량이 전력수요의 50%를 초과하는 사례가 매년 여러 차례 발생하고 있다. 제주계통에서 VRE 발전원은 최우선 공급순위를 가지며 기존 발전설비는 계통의 안정적 운영에 필요한 최소한의 발전기와 최소한의 출력으로 낮은 상태로 운영된다. 최후의 공급량 조정수단으로 전력수요를 초과한 VRE 발전량에 대해서는 출력을 제한하게 된다. 현재 제주계통에서의 VRE 제어는 풍력발전단지에 대해 이루어지고 있으며 현재까지의 출력제어 사례는 Table 6에서와 같이 2015년 3회를 시작으로 재생에너지원의 계통연계 증가에 따라 매년 증가하여 2019년 9월 기준 풍력발전단지들에 대한 출력 제어량은 전체 풍력발전량의 1.15%에 달한다[42].

**Table 6** Status of wind power curtailment in Jeju power grid

Year	Count of Curtailment	Curtailment Output[MWh]	Curtailment Rate[%]
2015	3	152	0.04
2016	6	252	0.05
2017	14	1,300	0.24
2018	15	1,366	0.25
2019.1~9	23	4,398	1.15

제주 전력계통에서 전력수요가 낮은 가을 경부하 기간에 태양광 발전량이 증가하면서 VRE 발전량이 전력수요를 초과하게 되는 상황을 Fig. 14에서 살펴 볼 수 있다. 그래프의 맨 아래쪽 면적은 전국계통으로부터 연계선로를 통한 수전량이며, 다음의 파란색 면적이 중앙급전발전기 발전량이고, 초록색 면적이 VRE 발전량이다. 연계선로 수전량과 중앙급전발전기의 출력을 최소로 낮춘 상태에서 태양광발전량과 풍력발전량이 전력수요를 초과하게 되면 최후의 수단으로 풍력발전량의 출력을 제한하게 된다.

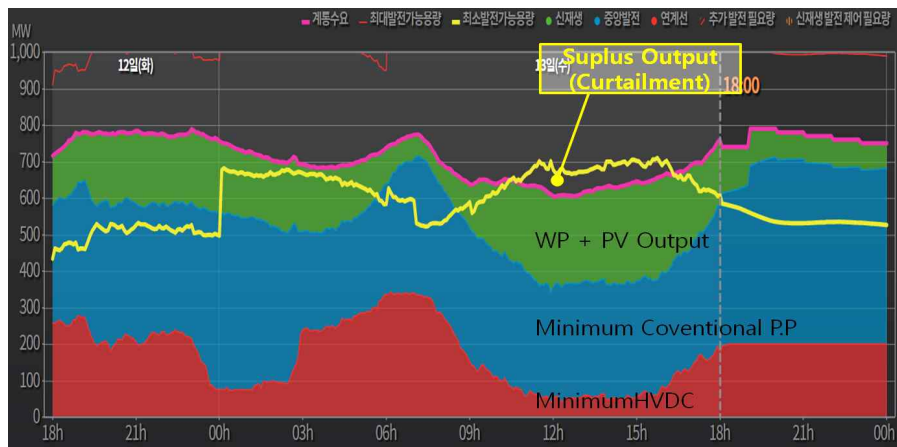


Fig. 14 Curtailment for wind power generation in Jeju power grid

전력거래소에서는 VRE 발전량이 전력수요를 초과하는 풍력발전량을 제어할 수 있도록 제주계통운영시스템(EMS: Energy Manage System)과 풍력단지별 풍력발전제어시스템 간 연계를 통해 Fig. 15와 같이 원격에 의한 풍력발전 출력제어시스템을 운영하고 있다.

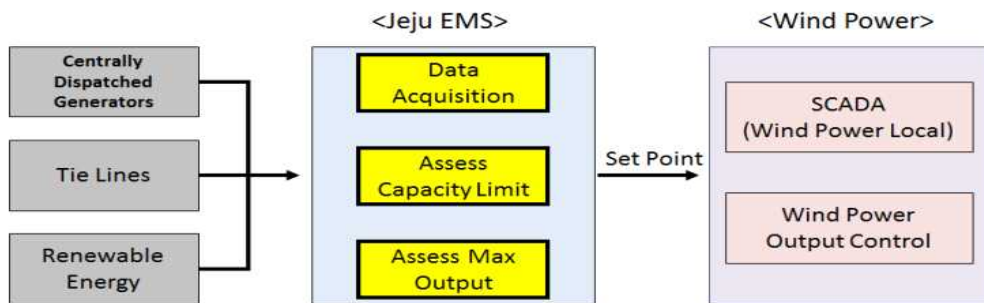


Fig. 15 Scheme of remote control system for wind power

### III. 재생에너지 전력계통 수용한계 설정 방법

세계 각국이 변동성 재생에너지의 보급 확산에 많은 노력을 기울이고 있으며 국제에너지기구는 VRE 보급단계에 따라 각국의 문제해결 상황을 통해 전력계통의 비용 효율성과 전력계통 신뢰도를 유지하는 방법을 제시하였다. VRE 자원의 보급 확산에 따라 국가단위 전력계통에서 발생하고 있는 문제들은 외부계통과 송전제약을 받는 연계선로를 통해 연계된 지역계통 내에서도 문제로 발생한다. 본 장에서는 변동성 에너지의 점유율 증가에 따라 국제에너지기구에서 단계별로 준비되어야 할 사항들을 이행하는 것을 전제로 VRE 자원의 보급량 증가에 따른 비용 효율성 문제와 전력계통 신뢰도를 유지하는 범위 내에서의 수용한계 설정 방법을 검토하였다.

#### 1. 수용한계 설정을 위한 전제조건

전력계통의 비용 효율성과 계통신뢰도를 유지하면서 지역 전력계통에 VRE 발전자원을 증대시켜 나가기 위해서는 국제에너지기구 보고서에서 언급한 변동성 재생에너지자원 보급 4 단계 대응전략에 따라 다음의 사항들이 단계별로 지켜져야 한다.

① VRE 자원에 대한 가시성이 확보되어야 한다. 계통운영자에게 가시성이 확보되어야 재생에너지 발전량과 실제 수요를 정확하게 파악하여 전력계통을 운영할 수 있게 된다. 재생에너지 발전량을 파악할 수 있어야 순수요(Net Load)를 정확하게 파악하고, 재생에너지 발전량 예측도 가능해진다.

② 재생에너지 발전량예측시스템이 구축되어야 한다. 재생에너지발전량 예측이 가능해지면 재생에너지 발전량을 일일운영발전계획에 반영하여 계통운영 효율성을 높일 수 있고 전력수요의 변동과 재생에너지 변동성에 대비한 안정적인 계통운영이 가능해진다[43].

③ 재생에너지 변동성에 대비한 유연성 자원이 확보되어야 한다. 계통운영자는 사전에는 발전운영계획을 통해, 실시간으로는 재생에너지 예측시스템을 통해 재생에너지 발전량 변동에 대비한 유연성 자원용량이 확보되고 있는지 지속적으로 살펴야 한다[44].

④ 재생에너지 원격제어시스템을 갖추어야 한다. VRE 자원이 순부하 형태에 변화를 일으키게 되는 보급 2 단계부터는 VRE 발전량이 전력수요를 초과하는 경우가 발생하며 이러한 상황에서는 계통운영자에 의한 급전지시 또는 원격으로 발전량 출력을 제어할 수 있어야 한다.

## 2. 변동성 재생에너지 자원의 발전출력 범위

시시각각으로 변하는 전력수요에 대응하여 중앙급전발전기와 재생에너지 발전원은 어느 순간에도 전력이 부족하거나 초과 되지 않도록 공급량을 조절할 수 있어야 한다. 전력수요에 대한 발전 공급량의 조절은 일반적으로 중앙급전발전기가 담당을 하고, 중앙급전발전기의 출력조절이 가능하지 않은 상황에서는 VRE 자원이 최종적으로 참여하게 된다. Fig. 16에서 A계통은 유통선로 C를 통하여 외부 계통 B와 연계된 경우이며, A계통에는 VRE 발전원과 전통적인 발전기가 연계되어 있으며 A계통의 전력수요는 지역계통에 연계된 발전기들뿐만 아니라 연계선로 송수전량을 통해서도 조절된다.

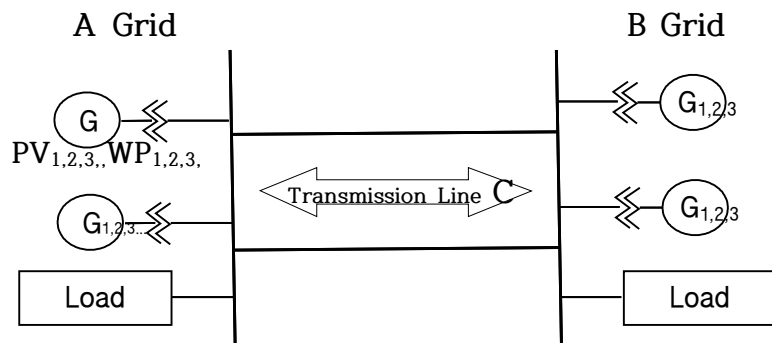
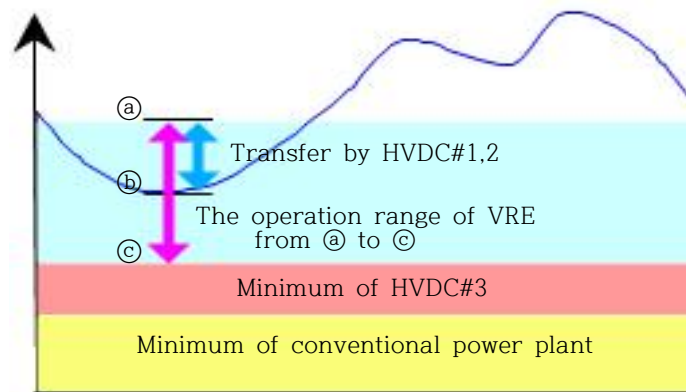


Fig. 16 VRE generation limit due to power transmission constraint in grid

A계통에서는 VRE 자원의 변동성과 용통선로 동시고장에 대비하여 중앙급전 발전기가 필수적으로 운전되어야 한다[45]. 이 때, A계통에 연계된 VRE 발전량의 운전가능 범위는 A계통 내 전력수요에서 전력계통을 안정적으로 유지하기 위해 운전되는 중앙급전발전기 최소발전량을 제외하고, 연계선로(C)를 통하여 외부 계통(B)으로 송전 가능한 최대용량의 범위다.

VRE 전원이 급속하게 늘어나고 있는 제주 전력계통의 경우도 2회선의 연계선로(HVDC#1,2)를 통해 육지계통과 연계되어 있으며, 향후 3년 내에 제3연계선(HVDC#3)이 추가 건설될 예정이다. 제주 전력계통에서 VRE 자원의 최대 가능 발전량을 검토하기 위하여 Fig. 17에서와 같은 상황을 가정하였다. 제주 전력계통에서 VRE 발전량이 증가하는 상황이 되면 필수로 운전되어야 하는 중앙급전발전기의 발전량을 최소로 낮추고 제1,2연계선을 통하여 지역 내 초과된 발전량을 외부계통으로 송전하게 된다. 지역 내 전력수요 증가 또는 재생에너지발전량 감소 등으로 공급량이 감소하는 경우를 대비하여 제3연계선은 수전상태로 운전되는 상황이다. 이와 같은 상황의 제주 전력수요가 ㉑인 심야 경부하 시간에 VRE 발전원의 운전 범위는 전력수요와 HVDC#1,2를 통해 송전 가능한량의 합(㉒)에서 지역 내 최소운전발전기의 최소발전량과 HVDC#3의 최소수전량을 합(㉓)을 차감한 범위 내에서 운전된다.



**Fig. 17** VRE operation range considering the minimum generation level and transmission capacity

태양광 발전원이 급증하기 이전인 2017년까지는 제주 전력계통의 모든 경부하 시간은 Fig. 17의 수요곡선과 같이 심야시간(2~6시)이었다. 그러나 2016년 이후 태양광 발전설비가 본격적으로 전력계통에 연계되면서 2017년부터는 수요곡선에 급격한 변형이 발생하고 있으며 경부하 시간도 심야시간에서 태양광 발전량이 증가하는 낮 시간(10~16시)으로 옮겨지는 날이 많아지고 있다. 특히, 봄, 가을철에는 낮 시간 수요가 낮아지는 Duck Curve 현상이 일반화 되고 있다.

Duck Curve 현상에 의해 제주 전력계통에서 풍력발전에 대한 출력제어가 발생하는 시기 또한 경부하시기인 봄(4~5월)과 가을(9~10월)에 태양광과 풍력발전 출력이 겹치는 낮 12시 전후다. 향후에도 태양광 자원이 급증하면서 Duck Curve 현상은 더욱 심화되고 같은 시간에 풍력발전 출력 제어량도 더욱 많아질 것으로 전망된다. Fig. 18에서 VRE 전원이 전력수요 초과발전에 의한 출력제어는 2017년까지는 심야 경부하 시간에 발생하였지만, 2018년 이후부터는 태양광 발전량 출력 패턴과 유사한 경향으로 초과발전 제어량이 발생하고 있음을 알 수 있다. 제주 전력계통에서 순수요에 의한 풍력발전 출력제어시간과 경부하 시간이 2017년을 기점으로 심야시간에서 낮 시간으로 옮겨진 것으로 나타난다[46].

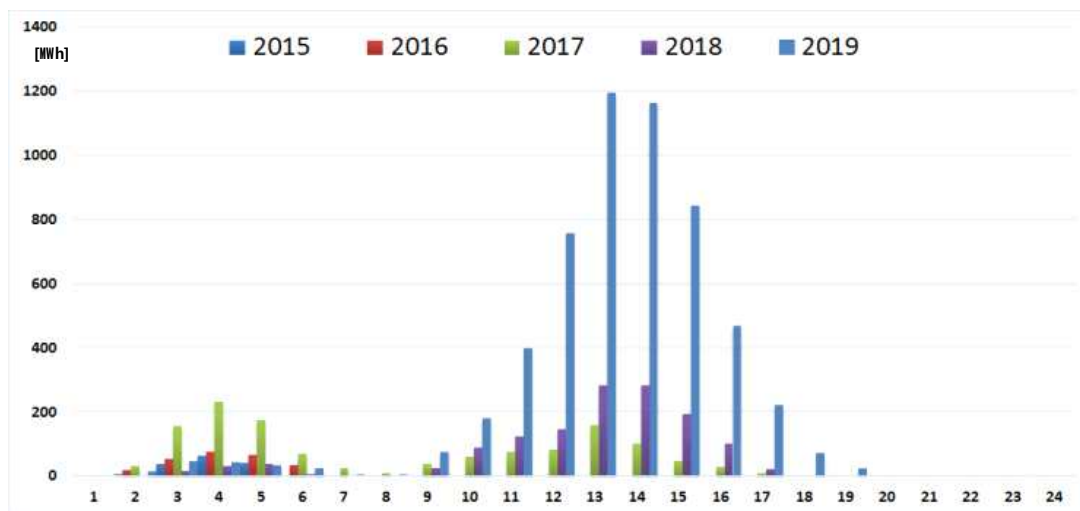


Fig. 18 Status of curtailed surplus output during the day

전력공급측면에서 VRE 자원이 불연속적이고 출력제어가 어려운 특성은 전력계통운영의 안정성에 큰 위협이다. 지금까지의 VRE 전원은 전통적인 발전원에 비해 경제적인 면에서나 전력계통 운영신뢰도 측면에서나 비효율적이고 비경제적이었다. 그러나 VRE 전원의 발전비용이 하락추세를 이어가고 있고, 기후환경측면에서 수용확대가 불가피한 상황으로 VRE 자원에 대하여 계통운영 안정성 측면에서도 적극적인 수용의지가 요구되고 있다[47],[48].

VRE 자원의 설비용량 395~434 MW가 운영된 2018년 제주 전력계통에서 설비용량대비 발전량 비율을 내림차순으로 Fig. 19와 같이 나타내었다. 그림에서 보는 바와 같이 연 8760 시간 중 VRE 합성 발전량이 설비용량의 80%를 넘긴 사례는 없었으며, VRE 합성 발전량이 50%를 넘긴 시간도 539시간(6%)에 불과하여 VRE 발전량이 높은 출력상태를 유지하는 경우는 매우 드물다는 것을 볼 수 있다. 그러므로 VRE 설비용량이 평균전력 또는 최대수요량을 초과한다고 해서 VRE 자원에 대한 전력계통 연계를 보수적으로 제한하는 것은 매우 비효율적이며 중장기 계통운영 시뮬레이션을 통하여 합리적인 재생에너지 수용 한계용량을 산정하고, VRE 자원의 수용성을 높이기 위한 유연성 자원 확보와 전력시장제도 개선 등 대응책 마련이 지속적으로 이루어져야 한다.

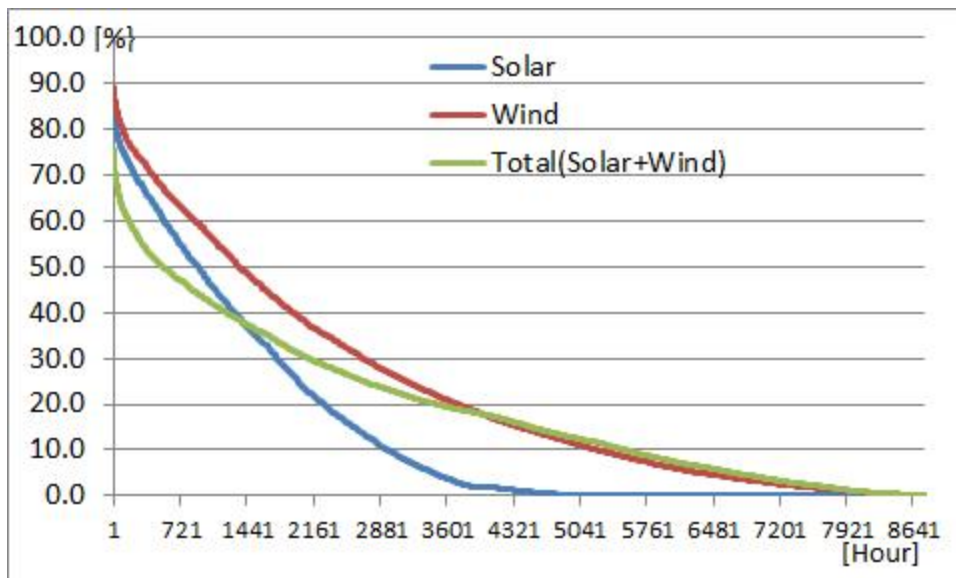


Fig. 19 The distribution of VRE output's capacity ratio



### 3. 전력계통 수용한계 설정 절차 및 방법

외부 전력계통과 송전망으로 연계되어 송전한계를 갖는 전력계통에서 VRE 발전원의 용량 증가에 따른 지역 내 수용한계는 ① 가시성 확보, ② 유연성 자원 확보, ③ 재생에너지 발전량 예측 ④ 풍력발전량제어시스템 구축 등 4가지 대응 전략이 잘 운영될 것이라는 것을 전제로 다음의 절차에 따라 검토한다.

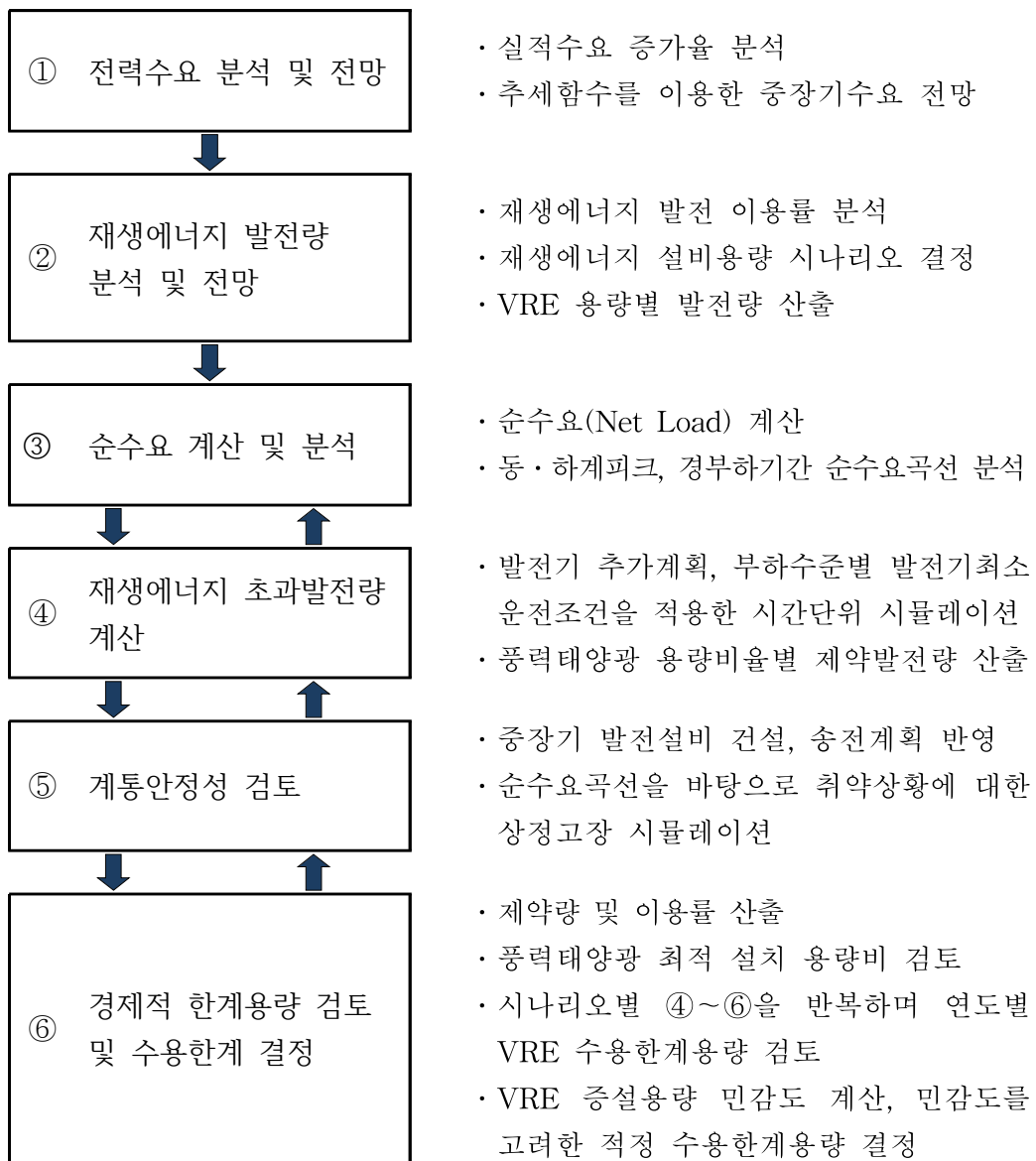


Fig. 20 The process to determine the appropriate VRE capacity limit

### ① 전력수요 전망

과거 6~8년간의 수요 실적을 바탕으로 시간단위 수요특성이 잘 유지되도록 중장기 수요를 전망한다. 수요실적 자료는 요일특성이 잘 반영되도록 매년 시작일을 같은 요일로 보정하여 사용한다. 실적데이터를 그래프로 확인하여 정전사고에 의한 수요, 오류데이터를 보정한다. 명절 등의 특수 경부하시기 데이터에 대해서 별도 보정한다. 최근 년도이면서 평년 기후특성을 갖는 년도를 기준수요로 하여 실적수요의 연평균증가율 추세함수를 이용하여 중장기 수요를 전망한다. 기준수요는 일일, 월별, 계절별 수요특성이 잘 드러나는 년도의 시간단위 수요데이터를 선택한다.

### ② 재생에너지 발전량 전망

재생에너지 발전량 실적은 2년 내의 최근의 실적데이터를 활용한다. 재생에너지 발전량 실적 자료는 이용률로 환산하여 적용하기 위해 설비용량을 포함하여야 한다. 설비의 성능향상 추세, 대용량화에 따른 이용률 변화, 지역의 기후변화 등을 고려해야 한다. 평년과 다른 기후의 실적데이터를 구분한다.

재생에너지 발전량 전망에 사용되는 시간단위 발전량 및 이용률 기준데이터는 일별, 월별, 계절별, 재생에너지 발전원의 변동특성이 잘 나타나도록 평년기후의 시간 데이터를 기준으로 사용한다.

### ③ 순수요 계산 및 분석

순수요(Net Load)는 전력부하에서 전통적인 발전기가 담당해야 하는 부하를 말한다. 순수요는 단순히 전력수요에서 VRE 발전량을 차감하는 것으로 산정한다. 연도별 시간단위로 전망된 수요데이터에서 시간단위로 환산된 재생에너지발전 이용률을 통해서 산정된 재생에너지발전량을 식(1)에 따라 차감하여 시간단위 순수요 데이터를 생성한다.

$$\text{③ 순수요} = \text{① 전력수요} - \text{② 재생에너지발전량} \quad (1)$$

### ④ 초과발전량 계산

초과발전량은 VRE 발전량을 포함하여 계통에 연계된 모든 발전기의 발전량을 최소로 낮춘 경우에도 전력수요를 초과하게 되는 발전량이다. 초과발전량은 순수

요에서 부하수준별 발전기 최소운전조건을 차감하여 산정하게 되는 데, 순수요에서 최소운전조건 발전기들의 최소발전량을 뺀 값이 음수이면 초과발전량이 발생한 것으로 그 절대값이 초과발전량이다. 또한 유통전력망을 통해 지역계통에서 외부 계통으로 송전이 가능한 경우에는 최소발전량에서 송전가능 용량을 차감하여 산정한다. 여기서 최소운전조건 발전기들은 발전기의 예기치 못한 고장이나 VRE 자원의 급격한 출력변동 또는 출력상실 등에도 정전이 발생하지 않도록 전력계통을 안정적으로 운영하기 위한 예비력을 확보하기 위해 필수적으로 운영되는 발전기들이다. VRE 발전량은 운영예비력을 확보조건을 위해 운전되는 발전기가 안정적으로 운영되기 위한 중앙급전발전기 최소운전대수와 최소부하량이 전력수요에서 확보되고 난 이후 잔여용량 범위 내에서 허용될 수 있다.

#### ⑤ 계통안정성 검토

재생에너지 발전기에 의한 전통적인 발전기 최소출력 제약, 출력변동성에 의한 예비력 증감발출 범위, 상정고장 시 계통안정 및 정상주파수 유지변동 만족 여부를 전력계통 운영신뢰도 기준에 따라 검토한다[49]. VRE 자원의 출력변동성은 1분, 10분, 30분, 1시간 변동성을 분석하여 이에 대응하는 중앙급전발전기 또는 연계선로의 응답이 가능한 범위에 있는지 검토하여야 한다. PSS/E와 같은 계통해석 프로그램을 이용하여 상정고장 발생 시에도 전력계통 운영신뢰도 기준에 부합하는지 검토해야 한다.

#### ⑥ 경제적 한계용량 결정

설비용량 시나리오에 따라 제약 발전량을 산정하여 발전량 제약에 따른 기준 이용률 대비 하락된 이용률을 평가한다. 여기서 경제적 한계용량이라 함은 투자 대비 수익률을 평가하는 것이 아니라 제약을 받게 되는 풍력발전단지들의 제약 발전량과 이로 인해 낮아진 이용률을 평가하는 것이다. 또한, 매출과 수익을 개략적으로 평가하기 위하여 현재시점에서의 전력판매가와 신재생에너지공급인증서 가격을 적용하여 1 MW당 기대되는 매출과 수익 제약에 따른 매출감소율과 손실을 평가해 본다.

풍력, 태양광의 이용률과 설비용량이 제약발전량에 영향을 줌으로 풍력태양광 비율에 따라 ③~⑥을 반복하며 제약발전량 및 경제적 효과를 검토 분석하여 최적 용량비를 검토한다. 또한, VRE 용량 증설에 따른 발전량제약 민감도를 분석

하고 1~2 % 이내에서의 발전량 제약을 고려한 연도별 적정 한계용량을 탐색하여 연도별 최적 재생에너지 수용한계용량 설정한다. VRE자원에 대한 경제적 한계용량을 결정하는 것은 지역 내에서 VRE 발전사업에 참여하는 모든 사업자에게 매우 중요한 정보가 된다. 연도별 VRE 연계용량에 따라 이미 전력계통에 연계된 VRE 발전원의 사업성에도 영향을 미치는 것으로 VRE 발전사업자는 물론 사업허가권자, 계통운영자 등 모든 이해관계자에게 중요한 정보이며, 합의가 필요한 문제이기도 하다. VRE 자원에 대한 개발행위 및 발전사업 허가권을 가지고 있는 지역단체장은 지역 내에 수용 가능한 VRE 자원에 대한 최적용량을 설정하여 운영할 필요가 있다.

#### 4. 재생에너지 계통연계 안정성 검토 조건

VRE 자원의 전력계통에 연계되기 위해서는 지역 내 안정적 전력공급을 충족하기 위한 필수 발전기 최소운전조건 등 Table 7에서와 같이 4가지 고려요소를 만족하는 재생에너지 발전기 발전량 조건 중 가장 작은 값으로 산정된다.

##### ① 발전기 최소출력 제약을 만족하는 최대량

발전기 최소출력 제약을 만족하는 최대량은 전력수요 변동 및 VRE 자원의 갑작스런 정지 시에도 안정적인 전력공급을 유지하기 위하여 필수적으로 운전되는 중앙급전발전기들의 최소발전량 확보가 가능한 VRE 자원의 최대발전량이다.

**Table 7** Criteria of wind power limit

Consideration Element	Criteria
① Maintain minimal regulating capability of a conventional generator	Min(①,②,③,④)
② 10 minute variations of wind power output should be smaller than operating reserve	
③ 10 second variations of wind power output should be smaller than frequency reserve	
④ Power system security should be stable by large facility's contingency failure	

외부 계통과 연계된 송전선로의 용량 한계를 갖는 지역에서 VRE 자원의 출력과 중앙급전발전기의 발전량의 합은 지역계통의 전력수요와 연계선로 최대송전용량의 합을 넘어 설 수 없다.

$$P_{VRE} \leq P_{\text{전력수요}} - (P_{\text{발전기최소출력}} + P_{\text{최소수전량}}) + P_{\text{최대송전량}} \quad (2)$$

여기서  $P_{VRE}$  는 VRE 자원의 출력가능량[MW]이며,  $P_{\text{전력수요}}$  는 지역 내 전력수요[MW]이고,  $P_{\text{발전기최소출력}}$  은 수요와 VRE 발전원의 출력변동과 상정고장 발생에 대비하기 위해 운영되는 중앙급전 발전기의 최소발전량[MW]이고,  $P_{\text{최소수전량}}$  은 연계선로를 통해 외부계통으로 수전 받는 최소수전량[MW]을 말하며,  $P_{\text{최대송전량}}$  은 연계선로를 통한 외부계통으로의 최대 송전량[MW]을 말한다. 식(2)는 지역 계통 내에서 재생에너지자원이 최소발전량과 연계선로를 통하여 외부계통과의 융통 가능용량을 고려한 재생에너지 발전 한계용량을 검토하는 산식이다. 동일한 교류계통으로 송수전 조류방향만 달리하는 경우에는  $P_{\text{최소수전량}}$  은 고려하지 않는다. 제주 육지간 전류형 HVDC로 연계된 경우와 같이 전력조류의 방향전환을 중단 없이 할 수 없을 뿐만 아니라 최소운전량이 필요한 경우에 적용한다.

② 예비력 증감발을 만족 여부

전력수요에 대응하는 발전량 조절은 재생에너지 발전원의 갑작스런 출력변동이나 정지에도 지역 내 발전기의 운전예비력 또는 외부 계통과 연계된 송전계통을 통하여 즉시 충족될 수 있어야 한다. 제주계통에서 전국계통과 연계된 선로용량(150~600 MW) 또한 즉시 공급 가능한 예비력이다.

$$P_{VRE} \leq P_{\text{최대송전량}} + P_{\text{발전기10분최대응동량}} \quad (3)$$

여기서  $P_{\text{발전기10분최대응동량}}$  은 지역 계통에 연계되어 운전 중인 발전기의 10분 최대 응동량이다. 제주계통의 경우 연계선로가 정상 운전되는 경우 연계선로 정격용량이 제주계통 예비력에 합산된다. 연계선로 일부 고장 또는 계획예방정비중인 경우에는 정지 용량만큼 제외된다. 모든 연계선로가 정지 되는 경우에는 지역 발전기에 의한 예비력뿐이므로, VRE 10분 출력변동성이 운전되는 중앙급전발전기의 10분 최대 응동 가능용량[MW]보다 작아야 한다.

### ③ 정상주파수 변동 제약

VRE 자원의 순시출력 변동에 대응하여 지역 내 전력공급설비가 주파수 변동을 완충할 수 있는 범위 내에 용량이다. 지역 계통이 외부계통과 분리 운전되는 상황에서는 주파수 변동제약 조건이 고려되어야 한다. 제주계통의 경우, 연계선로가 Frequency Mode로 정상 운전되는 경우에 정상주파수 변동 제약은 발생하지 않으며 연계선로가 모두 정지된 경우에는 지역 내 발전기의 주파수제어 가능량이 VRE 변동성에 대응할 수 있어야 한다.

$$P_{VRE} \times a \leq P_{\text{주파수제어가능량}} \quad (4)$$

여기서  $a$ 는 VRE 설비용량대비 출력변동률이다.  $P_{\text{주파수제어가능량}}$ 은 지역 내 중앙급전발전기가 VRE 자원의 출력변동량에 대하여 대응하여 계통주파수 변화에 따라 추종가능한 발전량[MW]이다.

### ④ 상정고장 발생시 계통안정 및 정상주파수 유지조건 만족 여부

상정고장은 대응량 전력설비의 이중고장시에도 전력계통이 안정운영이 가능한 범위에 있어야 하고, 정상주파수 범위 내로 정전을 유발하지 않도록 하는 조건이다. PSS/E, PSCAD 등의 계통해석 프로그램을 이용하여 검토한다.

## 5. 경제적 한계용량 검토 및 수용한계 결정

### 1) 제약발전량 및 제약률 분석

전력수요 전망, VRE 발전량 전망, 순수요 계산, 재생에너지 초과발전량 계산 등 앞서 절차에 따라 산정한 초과발전량이 VRE 제약발전량이 되며, 발전 제약으로 인한 이용률 감소와 매출 손실비용 산정을 통해 재생에너지발전의 사업화 가능성을 살펴 볼 수 있다. 여기서는 제주 전력계통에서 2030년까지 VRE 설비용량 3GW에 이르기까지 같은 풍력태양광 용량비율로 매년 증설해가는 시나리오에 대해서 분석하여 Table 8에서와 같이 나타내었다. 앞서의 절차대로 수요를 초과한 발전량에 의한 제약발전량을 계산하고 실제 가능발전량을 산정하였다. Table 8에서의 수치는 시간평균 발전량과 이용률이다. 초과발전량에 대해 소규모

태양광 발전량은 제어하지 못하는 현실적 이유를 반영하여 육·해상 풍력자원의 초과발전량에 대해서만 육·해상 풍력단지별 용량비율에 따라 원격제어를 하는 것으로 전제하였다. 평균수요 981 MW인 2030년 전력계통에서 설비용량 3 GW의 VRE 자원이 운영된다면 재생에너지발전량 점유율은 53.7 %에 달하지만 초과발전으로 인한 발전량 제약률은 28.7 %나 된다. 시뮬레이션에 사용된 실적데이터 기준 육상풍력 이용률은 23.0 %, 해상풍력 이용률은 30.0 %였다. 2030년 3 GW의 VRE 자원 운영 시 초과발전량으로 인해 육상풍력 이용률이 23 %에서 16.4 %로, 해상풍력이용률이 30.0 %에서 21.4 %까지 떨어져서 풍력사업자의 손실이 크게 발생할 것으로 보인다. 초과발전량에 대한 보상 또는 시장제도 등의 개선으로 인해 발전량에 탄력적인 전력수요가 발생하지 않는 한 2030년에 3 GW의 VRE 자원을 계통에 연계하여 운영하는 것은 불가능해 보인다.

**Table 8** Average VRE output & constraints rate

Year	Load [MW]	WP Output [MW]	PV Output [MW]	WP Output Constraints [MW]	WP Output Constraints rate[%]	VRE Occupancy rate[%]	Wind Farm Utilization Rate[%]	
							Off Shore	On Shore
2022	756	107	88	51	32.4	25.88	15.6	20.3
2023	785	161	99	20	11.1	33.20	20.5	26.7
2024	811	174	110	30	14.7	35.04	19.6	25.6
2025	838	226	132	23	9.2	42.74	20.9	27.2
2026	867	241	143	31	11.3	44.28	20.4	26.6
2027	897	255	154	39	13.4	45.59	19.9	26.0
2028	925	276	176	63	18.7	48.85	18.7	24.4
2029	953	292	198	92	23.9	51.45	17.5	22.8
2030	981	306	220	123	28.7	53.66	16.4	21.4

## 2) 매출 및 수익율 분석

초과발전량 제약으로 인한 이용률 감소를 평가하는 것만으로도 경제성 판단과 경제적 한계용량 산정에 충분하지만, 풍력발전사업의 매출손실과 수익률로 설명하는 것은 설득력을 높일 수 있다. 매출손실을 비교하기 위한 계통한계가격(SMP)과 신재생에너지공급인증서(REC: Renewable Energy Certificate) 판매 수

입을 합한 금액을 기준으로 비계약발전량과 계약발전량의 매출을 계산한다. 필요에 따라서 보다 정확한 매출을 계산하기 위해 향후 SMP와 REC 정산기준가격을 전문기관에 맡겨 예측하고 적용해야 하겠지만, 가장 좋은 참조자료는 한국에너지공단의 고정가격경쟁계약 입찰제도에서 고시하는 SMP와 입찰에 참여하는 신재생사업자가 20년 장기 고정가격(SMP+REC)으로 제시한 입찰 가격 중 낙찰평균가를 참조하는 것이다.

**Table 9** The SMP+REC fixed price of competitive bidding by Korea Energy Agency

		Recruitment Capacity[MW]	Uer Limit Price [1,000W/REC]	Average Winning Price [1,000W/REC]
2017	1st Half	250	191.33	181.49
	2nd Half	250	191.33	184.60
2018	1st Half	250	186.59	179.97
	2nd Half	350	186.59	173.98

2017년과 2018년 고정가격경쟁입찰제도에 의한 상한가와 낙찰평균가는 Table 9와 같으며, 100 kW 이하 소규모 태양광 사업자에게 60%를 우선 배정하기 때문에 중대용량 VRE 사업자의 경우는 2018년 하반기 낙찰평균가 173.98 원/kWh 보다 상당한 수준으로 낮아야 한다[46]. 해상풍력발전의 MW당 투자비를 55 억원으로, 육상풍력의 MW당 투자비를 30 억원으로 하고, 이용률은 제주지역 풍력발전 실적이용률 육상 23.0%, 해상 30.0%를 적용하여 연매출액이 투자비의 10%면 사업성이 확보된다는 전제로 VRE 자원의 판매요구단가(SMP+REC)를 Table 10과 같이 산정하였다.

**Table 10** Outline view for wind power cost

Site	Capacity [MW]	Investment Cost [million W]	Required Sales/Year [million W]	Generation Output/Year [MWh]	Sales Revenue [million W/Year]	Required Cost [W/kWh]
On shore	100	550,000	55,000	262,800	52,600	209
Off shore	30	9,000	900	57,816	8,700	156



본 논문에서는 지속적인 VRE의 투자비 하락을 고려하여 SMP는 100 원/kWh, REC 가격을 50 원/kWh으로 가정하여 매출액을 전망하였고, 수익은 재생에너지설비가 제약 없이 정상 운전될 경우 매출액의 8%로 가정하였다. 초과발전량으로 발전 제약을 받게 되는 육상풍력발전의 REC 가중치는 '1' 로서 생산전력에 대한 SMP+REC 판매가격은 150 원/kWh이며, 해상풍력발전의 REC 가중치는 '2' 를 적용하여 200 원/kWh으로 산정하였다. 2030년까지 VRE 설비용량 3 GW, 풍력태양광 비율 50:50 인 시나리오에 대해 예상되는 매출금액과 수익금액을 Table 11과 같이 나타내었다. 변동성 재생에너지자원 보급 시나리오에 따라 앞서 산정된 VRE 자원의 비제약발전량을 이용하여 당초 예상 매출액과 수익을 산정하고, 초과발전량에 대해서 매출감소 금액과 수익감소 금액을 산정하여 차감함으로써 실매출금액과 실수익으로 산정 집계하였다.

평균수요 981 MW인 2030년 전력계통에서 설비용량 3 GW의 VRE 자원이 운영된다면 발전량 제약으로 인한 손실예상은 육상풍력사업인 경우 MW당 매출손실 1.94 억원, 수익은 0.84 억원 적자로 30 MW 사업자의 경우 연간 매출손실은 58.2 억원, 적자는 25.2 억원에 달한다. 해상풍력 100 MW 사업자의 경우 연간 매출손실은 382 억원, 적자는 102 억원에 달한다. 2030년 3 GW의 VRE 자원이 운영되는 상황은 풍력발전사업자의 매출액 손실과 적자가 매우 크므로 초과발전량을 소비시킬 방안이 반드시 마련되지 않고서는 VRE 설치 목표량을 조정해야만 하는 상황이다.

**Table 11** Sales revenue & profit for VRE Scenario

Year	Utilization Rate[%]		Sales Revenue/MW [millionW]		Reduction Rate of Sales Revenue[%]		Profit/MW [millionW]	
	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore
2022	15.56	20.29	189	3.75	37.32	28.58	-89	-108
2023	20.46	26.68	263	4.74	12.94	9.91	-15	-10
2024	19.62	25.60	249	4.56	17.37	13.30	-28	-28
2025	20.88	27.24	268	4.81	11.08	8.48	-9	-03
2026	20.40	26.60	260	4.70	13.72	10.51	-17	-13
2027	19.93	25.99	253	4.60	16.29	12.47	-25	-24
2028	18.70	24.39	232	4.33	22.99	17.60	-45	-50
2029	17.49	22.82	212	4.06	29.65	22.70	-65	-77
2030	16.40	21.39	194	3.82	35.71	27.34	-84	-102

## IV. 제주계통 재생에너지 경제적 한계용량 산정

### 1. 제주 전력계통 현황 및 특성

#### 1) 전력설비 현황

제주 전력계통은 육지 전력계통과 고압직류송전선로(HVDC)로 연계되어 독립적으로 운영되는 전력계통으로 2018년 말 기준, 제주지역의 평균전력은 650 MW, 최대전력은 950 MW를 기록하고 있다. 2019년 7월말 기준 제주 전력계통의 발전설비 현황은 Table 12와 같이 총 9기의 중앙급전발전기가 운영되고 있으며, 제주 육지 간 전력계통 연계(tie line)를 위하여 고압직류송전선로 2 개소가 운영되고 있다. 전력계통 규모대비 발전설비 단위용량이 커서 연계선로 및 발전기 이중고장 발생 시 정전유발 가능성이 크다.

**Table 12** Configuration of Jeju power generation facility

Power Generation Equipment		Capacity[MW]	Sub Total
Conventional Power Plant (Dispatchable)	NamJeju Thermal #1,2	20.0	77.7 (46.1 %)
	Jeju Thermal #2,3	15.0	
	Jeju Diesel #1,2	8.0	
	Hallim C/C	10.5	
	Jeju LNG C/C #1,2	5.5	
Renewable Energy	Wind Power	26.5	50.9 (30.2 %)
	Solar PV	23.6	
	Bio & etc.	0.9	
Main Land-Jeju Transmission Line	HVDC #1	15.0	40.0 (23.7 %)
	HVDC #2	25.0	
Supply Total		168.6 (100 %)	

2) 재생에너지 현황

제주지역의 VRE 자원의 설비용량 변화를 Fig. 21에 나타내었다. 제주지역의 VRE 설비용량은 환경풍력(설비용량 6 MW)을 시작으로 초기에는 풍력발전단지 중심으로 증가하였고, 2008년 고성태양광(3 MW)을 시작으로 최근에는 태양광 발전설비가 꾸준히 증가하고 있다. 특히 태양광 설비는 2018년 이후 2019년 10월 현재까지 매월 10 MW 수준으로 급격히 증가하고 있다.

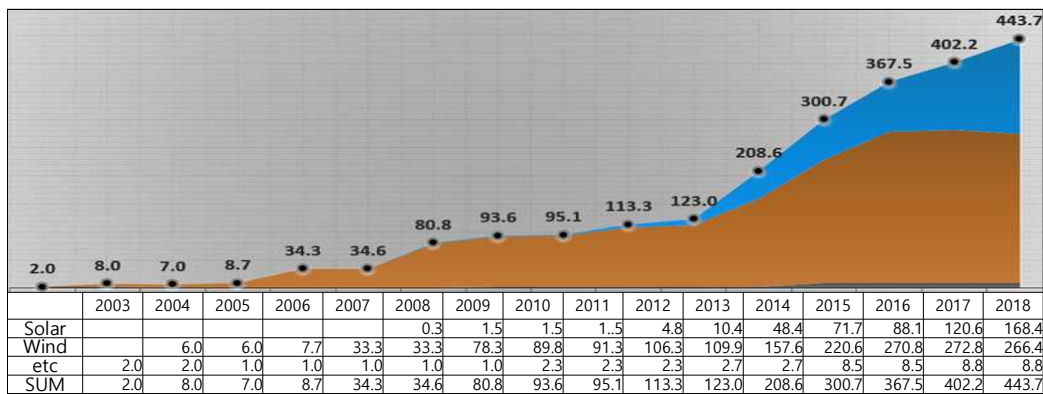


Fig. 21 Status of renewable energy installed in Jeju power grid

2018년 제주지역의 총 발전량은 5,675.6 GWh로 2004년 2,774.8 GWh 보다 2 배 이상 증가하였으며, VRE 발전량 점유율은 2004년 1.3 %에서 2018년 12.9 %까지 증가한 것으로 Table 13과 같이 나타났다

Table 13 Change in power generation by power resource

Year		2004 [GWh]	2018 [GWh]
HVDC		1,157.5 (41.7 %)	2,272.0 (40.0 %)
Oil	Thermal Power Plant	1,213.2 (43.7 %)	2,099.1 (37.0 %)
	Diesel Power Plant	262.1 (9.4 %)	248.9 (4.4 %)
	Combined Cycle	105.7 (3.8 %)	325.2 (5.7 %)
Renewable Energy		36.3 (1.3 %)	730.4 (12.9 %)
Total		2,774.8 (100 %)	5,675.6 (100 %)

### 3) 제주 재생에너지 보급정책

제주특별자치도는 제주 CFI 2030 계획을 통하여 2030년까지 제주도 전체 에너지사용량의 100 %를 신재생에너지로 공급하겠다는 계획을 추진하고 있다. 2019년 6월에 수정 보완된 제주 CFI 2030 계획에 따르면 제주도의 변동성 신재생에너지 도입 목표는 2030년까지 태양광 1.4 GW, 육상풍력 0.45 GW, 해상풍력 1.9 GW 등이다. Table 14에서 보는 바와 같이 제주 CFI 2030 계획은 여전히 풍력발전 중심으로 신재생에너지 도입을 추진하고 있는 것으로 볼 수 있다[3][4].

**Table 14** Renewable energy supply target of the Jeju CFI 2030 plan

Category	Capacity [MW]	
	Previous plan	New Plan
Solar PV	1,411	1,411
On shore Wind	450	450
Off shore Wind	1,900	1,895
Fuel Cell	520	104
Geothermal	10	-
Wave, Ocean	10	10
Bio, Waste generation	10	40
Bio Diesel	-	0.175
Total	4,311	4,085

제주 CFI 2030 수정 보완계획에서는 제주지역의 시장성 기준 신재생에너지 잠재량에 대해 태양광 및 육상풍력 잠재량은 여유가 있으나 해상풍력 잠재량은 부족한 것으로 Table 15와 같이 조사되어 이에 대한 해법으로 먼 바다에 설치 및 운영가능한 부유식 해상풍력 개발에 집중할 것을 제안하고 있다[3][4].

**Table 15** Potential renewable sources in Jeju

Potential Capacity	Capacity[MW]	
	Technical	Economic
Solar PV	60,104	15,719
On shore Wind	8,978	1,887
Off shore Wind	54,950	1,225
Bio	146	8
Waste Generation	41	41

또한, 제주 CFI 2030 목표대로 2030년까지 제주 평균전력 4배 이상의 VRE 자원을 전력계통에 연계하기 위해서는 현재와 다른 상황변화가 반드시 일어나야 한다. VRE 투자비의 하락 또는 전력판매가격 상승으로 VRE 사업자의 수익성이 더욱 좋아지거나, 연계선로를 통하여 VRE 발전량을 제약 없이 송전할 수 있거나, 초과발전량을 소비할 수 있는 전력시장제도가 마련되거나, 초과발전량을 중장기적으로 저장 가능하고 수소가스를 생산할 수 있는 경제적인 P2G(Power to Gas) 시스템이 도입되거나 하는 등이다. 제주 CFI 계획은 중장기적인 관점에서 이러한 상황변화를 기대하는 원대한 목표이지만, 본 논문에서는 현재의 관점에서 VRE 자원에 대한 수용한계용량을 검토하려고 한다. 2018년 말 기준 제주 전력계통에서는 434 MW의 VRE 자원이 운영되어 발전량 점유율 12.9%를 기록하였으며, 풍력발전량 제약은 Table 16에서 보는 바와 같이 총 18회 발생하여 총발전량 0.25%인 1.3GWh의 발전량 제약을 받았다.

**Table 16** VRE output restricted by excess generation in 2018

Year	Date	Period of Wind Curtailment	Curtailment Output[MWh]	Max Curtailment [MW]
2018	2. 17	09:40~10:00	1.67	5
	4. 6	11:20~14:55	142.50	60
	4. 7	10:35~13:10	10.00	10
	4. 10	12:20~14:10	40.83	27
	4. 15	09:01~16:30	284.08	65
	5. 3	11:46~13:20	30.50	30
	5. 23	12:01~13:00	12.83	20
	8. 27	04:40~04:52	0.40	2
	9. 21	15:45~16:20	15.00	30
	9. 26	12:41~14:50	60.60	38
	9. 30	02:04~05:44	69.88	23
		08:05~16:33	490.23	94
	10. 8	03:20~04:55	26.50	20
		08:48~11:21	51.00	41
	10.12	12:10~12:30	3.33	10
	11.22	12:15~13:03	15.67	20
	12.23	11:36~15:12	110.65	45

## 2. 제주 전력수요 분석 및 전망

다양한 전력수요 전망방법들이 있으나 본 논문에서는 과거 수요실적을 바탕으로 추세함수를 적용하여 전력수요를 전망하였다. 향후 경제전망과 인구증가 등이 불투명한 상황에서 가장 간단하고 손쉬운 전망 방법이다.

### 1) 수요 실적자료 분석 및 검증

먼저, 수요실적자료로 2011년에서 2018년까지의 시간단위 수요실적 데이터를 취득하였다. 수요실적 데이터에서 취득오류 값이 없는지 계통 고장상황 같은 특수한 수요상황이나 태풍 등의 특이 기상 상황 등을 꺾은선 그래프로 표출함으로써 정상 수요곡선 범위를 벗어난 데이터의 원인을 확인하고 분석할 필요가 있다.

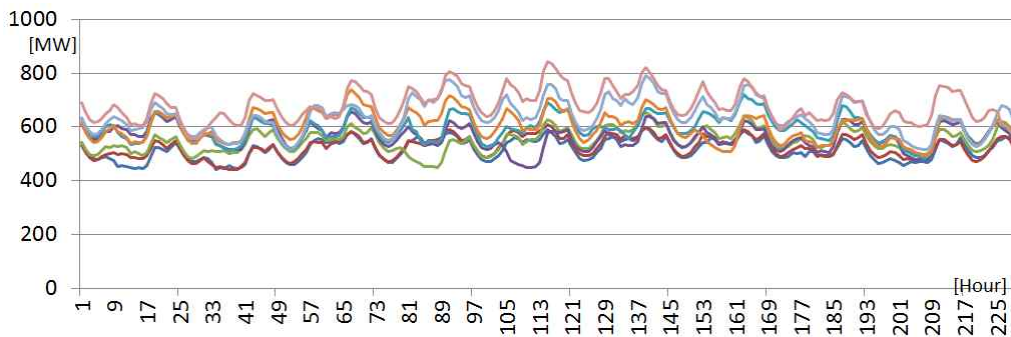


Fig. 22 Hourly demand of the Jeju power grid from 2011 to 2018

수요전망 자료로 활용하기 위해 실적수요 데이터를 집계하는 데에 반드시 조정해야 할 사항이 있다. 전력수요는 계절, 요일, 시간 특성을 갖고 있다. 집계된 수요실적자료는 매년 시작요일이 다르기 때문에 요일마다 다른 수요 특성을 반영하기 위해서는 동월동일 기준으로 집계하는 것이 아니라 동요일로 조정하는 것이 중요하다. Fig. 22에서와 같이 집계된 수요실적 자료는 2011년 1월 1일이 토요일이므로 2012년부터 2018년까지의 수요실적 또한 토요일로 시작되도록 맞춰야 한다. 그렇게 하여 연도별 수요를 비교해 보면 연간 수요가 순차적으로 증가하면서 동요일 특성을 갖지만 기온에 따라 수요 값 역전이 발생할 때도 있다.

**Table 17** Demand data by sorting of the same day of the week

	JAN 1st. SAT [MW]						JAN 2nd. SUN [MW]							
	1	2	3	...	23	24	1	2	3	...	23	24	1	2
2011	540	512	494	...	522	542	521	498	481	...	517	535	508	483
2012	531	505	487	...	535	550	520	494	475	...	522	534	508	486
2013	543	516	499	...	555	564	534	507	489	...	578	592	561	535
2014	608	581	561	...	629	640	602	576	557	...	624	626	589	555
2015	628	601	578	...	639	645	612	581	564	...	612	606	574	543
2016	618	578	557	...	639	645	607	576	551	...	653	653	612	581
2017	635	603	583	...	647	652	617	593	572	...	618	618	577	544
2018	690	655	629	...	673	671	628	592	566	...	700	703	670	637

수요실적 데이터에 대해 연도별로 시작데이터를 토요일 수요데이터로 조정하여 Table 17과 같이 정렬하였다. 다음 단계는 수요실적 데이터에 대해 계통고장 상황이나 특이기상에 따른 수요 값을 필요에 따라서 최소값, 최대값 찾기로 오류 데이터를 찾아서 보정해야한다. Table 18과 Table 19는 강한 태풍상황에서 부하 탈락으로 인한 비정상 최저수요를 찾아서 보정한 것이다. 전력수요의 증가경향을 분석하는 것이기 때문에 비정상 상황의 수요데이터는 보정해 주어야 한다. 오류 데이터, 특수경부하, 특이기상 등에 의한 수요데이터 보정은 전년도와 다음연도 수요 값의 중간 값으로 보정하였다.

**Table 18** Raw demand data from 2011 to 2018 in Jeju

Demand	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Minimum[MW]	321	219	354	373	384	233	415	432
Average[MW]	460	479	509	523	546	583	618	647
Maximum[MW]	624	669	716	715	762	840	921	950

**Table 19** Calibrated demand data from 2011 to 2018 in Jeju

Demand	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Minimum[MW]	321	337	354	373	384	384	415	432
Average[MW]	460	479	509	523	546	583	618	647
Maximum[MW]	624	669	716	715	762	840	921	950

2) 수요실적 추세함수 적용

전문기관에 의해 수요전망이 예측되어 있거나 예측방법이 따로 있지 않은 경우라면 손쉬운 수요전망 방법으로 Fig. 23과 같은 실적수요의 최소, 평균, 최대값의 추세곡선과 추세함수를 이용한다. 최저수요는 기저부하의 추세를 볼 수 있으며, 최대수요는 냉난방 수요를 포함한 수요추세로 평균전력 수요추세보다 증가율이 높다는 경향이 있다. 세 개의 추세함수 중 중장기 수요전망은 수요실적의 수요평균 추세함수를 적용하여 중장기 수요를 전망 한다.



Fig. 23 Trend function of Jeju demand from 2011 to 2018

추세함수를 적용하여 연도별 전력수요 증가율을 전망하면 Table 20과 같다. 동요일 동시간의 평균값을 적용하여 수요증가율을 전망할 수도 있지만 그렇게 산정할 경우 실적수요의 평활효과로 실제 수요에서 시시각각으로 변하는 수요의 진폭을 나타낼 수 없게 된다.

Table 20 Forecast future demand by trend curve function

		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Min	[MW]	447	463	478	494	509	525	540	556	572	587	603	618
	[%]	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9	2.8	2.7	2.7	2.6
Ave	[MW]	666	693	719	746	773	800	826	853	880	907	933	960
	[%]	3.0	4.0	3.9	3.7	3.6	3.5	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9	2.9
Max	[MW]	987	1034	1081	1128	1176	1223	1270	1317	1364	1411	1459	1506
	[%]	3.9	4.8	4.6	4.4	4.2	4.0	3.9	3.7	3.6	3.5	3.3	3.2



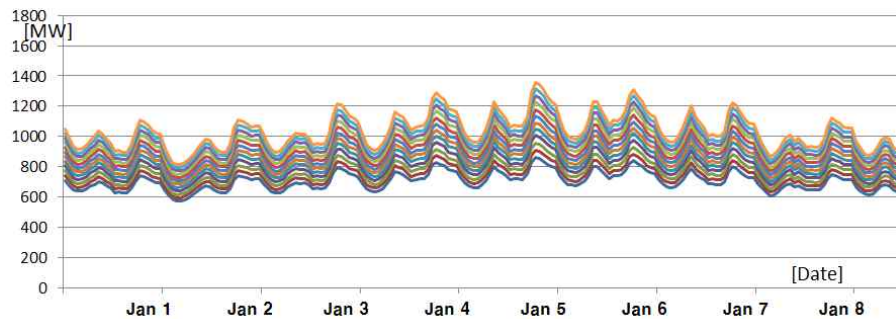
### 3) 중장기 수요 전망

전력수요를 전망하기 위해서 추세곡선을 통해서 얻은 연도별로 예상되는 전력 수요 평균증가율을 가장 최근 연도의 시간단위 수요실적 데이터에 적용하여 Table 21과 같이 전망한다. 연간 수요패턴으로는 평년 기후의 특징을 갖는 최근 연도 수요실적에 연도별 증가율 추세를 적용하는 것이 가장 바람직하다.

**Table 21** Demand data sorted by the same day of the week

	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
	1	2	3	...	23	24	1	2	3	...	23	24	1	2
2019	709	677	650	...	694	692	650	613	584	...	719	721	691	659
2020	741	707	677	...	725	723	677	637	607	...	751	754	722	686
2021	773	736	703	...	755	754	703	661	629	...	784	787	752	714
2022	807	766	731	...	787	785	731	685	653	...	819	822	783	742
2023	838	794	757	...	817	815	757	709	676	...	850	854	813	769
2024	866	820	782	...	844	842	782	732	697	...	880	883	840	794
2025	895	847	807	...	872	870	807	754	719	...	910	913	867	820
2026	926	876	834	...	902	900	834	778	741	...	941	945	897	847
2027	959	905	860	...	933	930	860	802	764	...	975	978	928	875
2028	989	933	886	...	962	959	886	826	786	...	1006	1010	957	901
2029	1019	960	912	...	990	988	912	849	809	...	1037	1041	985	928
2030	1049	988	937	...	1019	1017	937	872	830	...	1067	1072	1014	954

2019년부터 2030년까지 제주지역의 중장기 수요전망데이터를 Fig. 24와 같이 꺾은선 그래프로 나타내었다. 평년기후를 가진 최근연도의 수요패턴과 연간 증가율이 그대로 나타나도록 전망되어야한다.



**Fig. 24** Forecast demand of Jeju from 2019 to 2030

### 3. 재생에너지 발전량 분석 및 전망

#### 1) 재생에너지 발전량 실적자료 집계 및 검증

제주지역의 VRE 자원의 이용실적을 분석하기 위하여 최근 3년간의 재생에너지 발전실적 데이터를 집계하였다. 계통에 연계되는 재생에너지 발전설비가 급증하면서 설비용량에 대한 정보를 시간 단위로 정확하게 집계할 수 있는 방법은 없다. 월간 단위로 집계되는 설비용량정보를 이용해서라도 시간단위 이용률 실적을 집계할 수 있도록 준비해야 한다.

**Table 22** Hourly data on VRE power output

Date	Hour	Generation [MWh]		Capacity [MW]	
		PV	Wind	PV	Wind
JAN 1st	1	0	76.5	122.38	272.81
	...	...	...	...	...
	9	10	41.8	122.38	272.81
	10	26	45.4	122.38	272.81
	...	...	...	...	...
JAN 2nd	1	0	35.9	122.38	272.81
	...	...	...	...	...
	9	10	18.1	122.38	272.81
	10	38	17.4	122.38	272.81
	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...
DEA 31st	24	0	80.6	167.54	266.4

향후 재생에너지 보급 용량에 따른 발전량을 전망하기 위해서는 지역 내 재생에너지 자원의 이용실적이 분석되어야 한다. 이용률 분석을 위하여 재생에너지 발전실적은 설비용량과 함께 집계되어야 한다.

Table 22와 같이 VRE 자원의 시간단위 발전실적 데이터를 2016년부터 2018년까지 3년간의 실적데이터를 집계하였다. 집계된 데이터의 검증은 발전량데이터를 발전원별로 발전량 값의 내림차순으로 Fig. 25와 같이 그래프를 그려보면 최대 설비용량 범위 내에서 분포하고 있는지 검증할 수 있다.

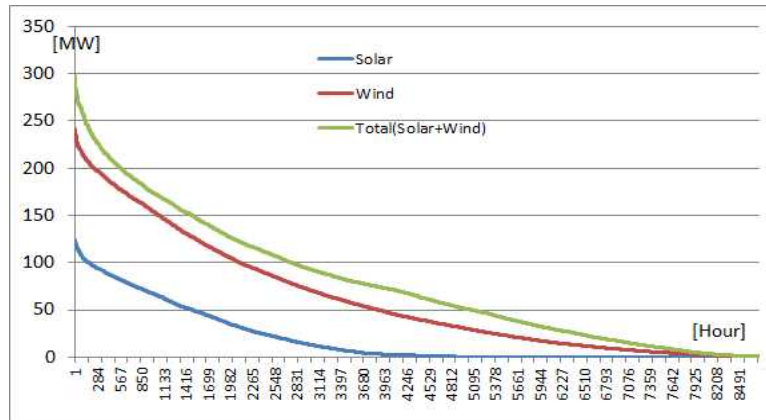


Fig. 25 VRE power output distribution in 2018

2) 시간단위 이용률 환산

VRE 자원의 이용률 환산은 발전량 실적에 월별 설비용량을 적용하여 시간단위 발전실적[MWh] 값을 설비용량[MW]으로 나누어 이용률을 계산한다. 재생에너지 발전량도 계절별, 월별, 시간특성을 갖고 있으므로 Table 23에서와 같이 시간단위로 이용률[%]로 환산되어 VRE 설비계획에 따라 발전량으로 환산할 수 있도록 집계되어야 한다.

Table 23 Demand data sorted by the same day of the week

	Year	Ave- rage	JAN 1st								JAN 2nd							
			1	2	3	...	23	24	1	2	3	...	23	24				
WP	[MWh]	2016	53	41	40	33	...	3	6	9	12	4	...	1	1			
		2017	62	12	10	9	...	2	2	2	2	2	...	39	50			
		2018	61	77	77	99	...	38	36	36	46	39	...	28	47			
	[MW]	2016	239	221	221	221	...	221	221	221	221	221	...	221	221			
		2017	273	273	273	273	...	273	273	273	273	273	...	273	273			
		2018	273	273	273	273	...	273	273	273	273	273	...	273	273			
	[%]	2016	22.2	18.8	18.2	15.1	...	1.2	2.6	4.3	5.5	1.8	...	0.3	0.3			
		2017	22.8	4.3	3.7	3.3	...	0.9	0.8	0.6	0.6	0.6	...	14.5	18.6			
		2018	23.0	28.0	28.4	36.3	...	14.0	13.1	13.2	16.8	14.5	...	10.2	17.3			
PV	[MWh]	2016	10	72	72	72	...	72	72	72	72	72	...	72	72			
		2017	16	89	89	89	...	89	89	89	89	89	...	89	89			
		2018	19	122	122	122	...	122	122	122	122	122	...	122	122			
	[MW]	2016	76	0	0	0	...	0	0	0	0	0	...	0	0			
		2017	109	0	0	0	...	0	0	0	0	0	...	0	0			
		2018	138	0	0	0	...	0	0	0	0	0	...	0	0			
	[%]	2016	13.2	0.0	0.0	0.0	...	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	...	0.0	0.0			
		2017	14.7	0.0	0.0	0.0	...	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	...	0.0	0.0			
		2018	13.8	0.0	0.0	0.0	...	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	...	0.0	0.0			

### 3) 시나리오별 재생에너지 발전량 전망

재생에너지 발전량 전망은 재생에너지 설비용량에 시간단위 이용률을 적용하여 계산한다. 2018년 12월 기준 제주계통에는 풍력 266 MW, 태양광 168 MW로 VRE 자원합계 434 MW의 재생에너지설비가 운영되었으며, 최근 3년간의 풍력태양광 발전량 이용실적 데이터를 활용하였다. 풍력, 태양광 연간 이용률 실적은 해당년도 기후와 밀접한 관계가 있다. 기후 정보를 통해서 태양광 이용률에는 해당년도의 일사량에 따라 평년수준인지를 살펴보고, 풍력발전 이용률은 평균풍속이 평년 수준과 높은지 낮은지를 판단해 보는 것이 좋다. 평년 기후분포를 보인 년도의 이용률과, 장기 기후전망을 참조하여 가장 유사성이 높은 년도의 이용률을 참조하는 것이 좋다. 본 논문의 시뮬레이션에 적용한 풍력이용률은 2018년 이용률인 육상 23%, 해상 풍력이용률 30%(육상 풍력대비 30% 상승)를 적용하였고, 태양광 이용률은 2017년 이용률 14.7%를 적용하였다. 2016~2018년도 제주지역의 풍속과 일조시간, VRE 이용률을 참조하였다. 2018년도 평균풍속이 2017년도보다 낮았지만 풍력설비 이용률이 높았기 때문에 2018년도 풍력발전 이용률을 적용하였고, 일조량은 2017년도가 2018년도와 유사한 수준이었지만 태양광 이용률이 높게 나타난 2017년도 이용률을 선택하였다.

제주 CFI 2030 계획에서 2030년 재생에너지 도입목표는 3.8 GW이지만 2030년 제주계통에서 초과발전량이 크게 발생할 것으로 전망되어 2030년 평균전력 981 MW의 3 배 수준이 3 GW부터 용량을 낮춰가며 시뮬레이션 하였다. 2030년 기준 설비용량을 3 GW, 2.4 GW, 2 GW의 3 가지 경우로 하여 연도별 설비용량을 Table 24와 같이 설정하였다. VRE 용량 시나리오 A안은 2022년 1.2 GW부터 2030년 3 GW까지, B안은 0.96 GW부터 2030년 2.4 GW까지 C안은 0.8 GW부터 2030년 2 GW까지 설치용량을 점진적으로 늘여가며 2030년 기준용량 비율에 비례하여 연도별로 배분하였다.

또한 매년 설정된 재생에너지용량에 대하여 풍력과 태양광 설비용량 비율을 달리하면서 Table 25와 같이 시뮬레이션 시나리오를 설정하였다. 풍력:태양광 설비용량비는 70:30을 1안, 60:40을 2안으로, 50:50을 3안으로, 40:60을 4안으로, 70:30을 5안으로 하였다. 예를 들어 시나리오 [A-1]이면 2030년 VRE 설비용량은 3GW, 연도별 풍력태양광 설치비율은 풍력 70%, 태양광 30%임을 의미한다.

**Table 24** VRE installation target by year in Jeju

Scenario	Target	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A	3 [GW]	1.20	1.35	1.50	1.80	1.95	2.10	2.40	2.70	3.00
B	2.4[GW]	0.96	1.08	1.20	1.44	1.56	1.68	1.92	2.16	2.40
C	2 [GW]	0.80	0.90	1.00	1.20	1.30	1.40	1.60	1.80	2.00

**Table 25** VRE(wind and solar) installed capacity by scenario

Scenario		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A-1 [MW]	WP 70%	840	945	1050	1260	1365	1470	1680	1890	2100
	PV 30%	360	405	450	540	585	630	720	810	900
A-2 [MW]	WP 60%	720	810	900	1080	1170	1260	1440	1620	1800
	PV 40%	480	540	600	720	780	840	960	1080	1200
A-3 [MW]	WP 50%	600	675	750	900	975	1050	1200	1350	1500
	PV 50%	600	675	750	900	975	1050	1200	1350	1500
A-4 [MW]	WP 40%	480	540	600	720	780	840	960	1080	1200
	PV 60%	720	810	900	1080	1170	1260	1440	1620	1800
A-5 [MW]	WP 30%	360	405	450	540	585	630	720	810	900
	PV 70%	840	945	1050	1260	1365	1470	1680	1890	2100
B-1 [MW]	WP 70%	672	756	840	1008	1092	1176	1344	1512	1680
	PV 30%	288	324	360	432	468	504	576	648	720
B-2 [MW]	WP 60%	576	648	720	864	936	1008	1152	1296	1440
	PV 40%	384	432	480	576	624	672	768	864	960
B-3 [MW]	WP 50%	480	540	600	720	780	840	960	1080	1200
	PV 50%	480	540	600	720	780	840	960	1080	1200
B-4 [MW]	WP 40%	384	432	480	576	624	672	768	864	960
	PV 60%	576	648	720	864	936	1008	1152	1296	1440
B-5 [MW]	WP 30%	288	324	360	432	468	504	576	648	720
	PV 70%	672	756	840	1008	1092	1176	1344	1512	1680
C-1 [MW]	WP 70%	560	630	700	840	910	980	1120	1260	1400
	PV 30%	240	270	300	360	390	420	480	540	600
C-2 [MW]	WP 60%	480	540	600	720	780	840	960	1080	1200
	PV 40%	320	360	400	480	520	560	640	720	800
C-3 [MW]	WP 50%	400	450	500	600	650	700	800	900	1000
	PV 50%	400	450	500	600	650	700	800	900	1000
C-4 [MW]	WP 40%	320	360	400	480	520	560	640	720	800
	PV 60%	480	540	600	720	780	840	960	1080	1200
C-5 [MW]	WP 30%	240	270	300	360	390	420	480	540	600
	PV 70%	560	630	700	840	910	980	1120	1260	1400

Table 26~30은 VRE 목표 용량 및 용량비율 시나리오 [A-1]-[A-5]에 대해 연도별 시간단위 재생에너지 발전량 전망치이다.

**Table 26** VRE generation output for [A-1]

	Year	Ave- rage	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
			1	2	...	9	10	...	8	9	10	11	12	13		...
WP	2022	231	282	285	...	154	167	...	...	72	67	64	58	31	25	...
	2023	262	320	324	...	175	190	...	...	82	76	73	66	36	28	...
	2024	294	359	363	...	196	213	...	...	91	85	82	74	40	32	...
	2025	357	436	441	...	238	259	...	...	111	103	99	90	48	39	...
	2026	388	474	480	...	259	281	...	...	121	112	108	98	53	42	...
	2027	420	513	518	...	280	304	...	...	131	121	117	106	57	45	...
	2028	483	590	596	...	322	350	...	...	150	140	134	121	65	52	...
	2029	546	667	674	...	364	396	...	...	170	158	152	137	74	59	...
	2030	609	743	752	...	406	441	...	...	189	176	169	153	82	66	...
PV	2022	53	0	0	...	21	72	...	...	0	2	10	23	47	77	...
	2023	60	0	0	...	24	81	...	...	0	2	12	26	53	86	...
	2024	66	0	0	...	27	91	...	...	0	3	13	29	59	96	...
	2025	79	0	0	...	32	109	...	...	0	3	15	35	70	115	...
	2026	86	0	0	...	35	118	...	...	0	3	17	38	76	124	...
	2027	93	0	0	...	37	127	...	...	0	4	18	41	82	134	...
	2028	106	0	0	...	43	145	...	...	0	4	21	47	94	153	...
	2029	119	0	0	...	48	163	...	...	0	5	23	52	105	172	...
	2030	132	0	0	...	53	181	...	...	0	5	26	58	117	191	...

**Table 27** VRE generation output for [A-2]

	Year	Ave- rage	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]						...	
			1	2	...	9	10	...	8	9	10	11	12	13		...
WP	2022	195	238	241	...	130	141	...	...	61	56	54	49	26	21	...
	2023	222	271	274	...	148	161	...	...	69	64	62	56	30	24	...
	2024	249	304	307	...	166	180	...	...	77	72	69	63	34	27	...
	2025	303	370	374	...	202	219	...	...	94	88	84	76	41	33	...
	2026	330	403	407	...	220	239	...	...	103	95	92	83	45	36	...
	2027	357	436	441	...	238	259	...	...	111	103	99	90	48	39	...
	2028	411	502	507	...	274	298	...	...	128	119	114	103	56	44	...
	2029	465	568	574	...	310	337	...	...	145	134	129	117	63	50	...
	2030	519	634	641	...	346	376	...	...	161	150	144	130	70	56	...
PV	2022	71	0	0	...	28	97	...	...	0	3	14	31	62	102	...
	2023	79	0	0	...	32	109	...	...	0	3	15	35	70	115	...
	2024	88	0	0	...	36	121	...	...	0	3	17	39	78	128	...
	2025	106	0	0	...	43	145	...	...	0	4	21	47	94	153	...
	2026	115	0	0	...	46	157	...	...	0	4	22	50	102	166	...
	2027	123	0	0	...	50	169	...	...	0	5	24	54	109	179	...
	2028	141	0	0	...	57	193	...	...	0	5	27	62	125	204	...
	2029	159	0	0	...	64	217	...	...	0	6	31	70	141	230	...
	2030	176	0	0	...	71	241	...	...	0	7	34	78	156	255	...

**Table 28** VRE generation output for [A-3]

	Year	Ave- rage	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
			1	2	...	9	10	...	...	8	9	10	11	12		13
WP	2022	159	194	196	...	106	115	...	...	49	46	44	40	22	17	...
	2023	181	221	224	...	121	131	...	...	56	52	50	46	25	20	...
	2024	204	249	252	...	136	148	...	...	63	59	57	51	28	22	...
	2025	249	304	307	...	166	180	...	...	77	72	69	63	34	27	...
	2026	271	331	335	...	181	197	...	...	84	78	76	68	37	29	...
	2027	294	359	363	...	196	213	...	...	91	85	82	74	40	32	...
	2028	339	414	418	...	226	246	...	...	105	98	94	85	46	37	...
	2029	384	469	474	...	256	278	...	...	119	111	107	97	52	41	...
	2030	429	524	530	...	286	311	...	...	133	124	119	108	58	46	...
PV	2022	88	0	0	...	36	121	...	...	0	3	17	39	78	128	...
	2023	99	0	0	...	40	136	...	...	0	4	19	44	88	144	...
	2024	110	0	0	...	44	151	...	...	0	4	21	48	98	159	...
	2025	132	0	0	...	53	181	...	...	0	5	26	58	117	191	...
	2026	143	0	0	...	58	196	...	...	0	5	28	63	127	207	...
	2027	154	0	0	...	62	211	...	...	0	6	30	68	137	223	...
	2028	176	0	0	...	71	241	...	...	0	7	34	78	156	255	...
	2029	198	0	0	...	80	272	...	...	0	8	39	87	176	287	...
	2030	220	0	0	...	89	302	...	...	0	8	43	97	195	319	...

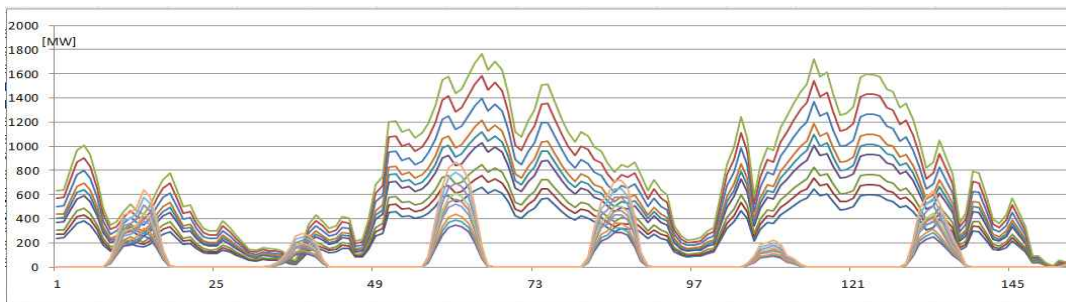
**Table 29** VRE generation output for [A-4]

	Year	Ave- rage	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
			1	2	...	9	10	...	...	8	9	10	11	12		13
WP	2022	123	150	152	...	82	89	...	...	38	36	34	31	17	13	...
	2023	141	172	174	...	94	102	...	...	44	41	39	35	19	15	...
	2024	159	194	196	...	106	115	...	...	49	46	44	40	22	17	...
	2025	195	238	241	...	130	141	...	...	61	56	54	49	26	21	...
	2026	213	260	263	...	142	154	...	...	66	62	59	54	29	23	...
	2027	231	282	285	...	154	167	...	...	72	67	64	58	31	25	...
	2028	267	326	330	...	178	193	...	...	83	77	74	67	36	29	...
	2029	303	370	374	...	202	219	...	...	94	88	84	76	41	33	...
	2030	339	414	418	...	226	246	...	...	105	98	94	85	46	37	...
PV	2022	106	0	0	...	43	145	...	...	0	4	21	47	94	153	...
	2023	119	0	0	...	48	163	...	...	0	5	23	52	105	172	...
	2024	132	0	0	...	53	181	...	...	0	5	26	58	117	191	...
	2025	159	0	0	...	64	217	...	...	0	6	31	70	141	230	...
	2026	172	0	0	...	69	235	...	...	0	7	33	76	152	249	...
	2027	185	0	0	...	75	254	...	...	0	7	36	81	164	268	...
	2028	212	0	0	...	85	290	...	...	0	8	41	93	187	306	...
	2029	238	0	0	...	96	326	...	...	0	9	46	105	211	344	...
	2030	264	0	0	...	107	362	...	...	0	10	51	116	234	383	...

**Table 30** VRE generation output for [A-5]

	Year	Ave- rage	JAN 1st [MW]							JAN 2nd [MW]							...
			1	2	...	9	10	...	...	8	9	10	11	12	13	...	
WP	2022	87	106	107	...	58	63	...	...	27	25	24	22	12	9	...	
	2023	100	123	124	...	67	73	...	...	31	29	28	25	14	11	...	
	2024	114	139	141	...	76	83	...	...	35	33	32	29	15	12	...	
	2025	141	172	174	...	94	102	...	...	44	41	39	35	19	15	...	
	2026	154	189	191	...	103	112	...	...	48	45	43	39	21	17	...	
	2027	168	205	207	...	112	122	...	...	52	49	47	42	23	18	...	
	2028	195	238	241	...	130	141	...	...	61	56	54	49	26	21	...	
	2029	222	271	274	...	148	161	...	...	69	64	62	56	30	24	...	
	2030	249	304	307	...	166	180	...	...	77	72	69	63	34	27	...	
PV	2022	123	0	0	...	50	169	...	...	0	5	24	54	109	179	...	
	2023	139	0	0	...	56	190	...	...	0	5	27	61	123	201	...	
	2024	154	0	0	...	62	211	...	...	0	6	30	68	137	223	...	
	2025	185	0	0	...	75	254	...	...	0	7	36	81	164	268	...	
	2026	201	0	0	...	81	275	...	...	0	8	39	88	178	290	...	
	2027	216	0	0	...	87	296	...	...	0	8	42	95	191	313	...	
	2028	247	0	0	...	100	338	...	...	0	9	48	109	219	357	...	
	2029	278	0	0	...	112	380	...	...	0	11	54	122	246	402	...	
	2030	309	0	0	...	125	423	...	...	0	12	60	136	273	446	...	

Table 26~30에서 평균(Average)은 풍력, 태양광설비의 연 평균 발전량이며, 모든 Table에서 2030년까지 VRE 자원이 증가할수록 발전량 또한 증가하는 것을 볼 수 있다. 태양광 발전시간을 고려하여 태양광 발전량이 나타나는 시간인 8시~13시 데이터를 중심으로 나타내었다. 재생에너지 발전량 전망자료의 검증은 Fig. 26과 같이 그래프를 이용하면 쉽게 확인할 수 있다. 시나리오 [A-1]-[A-5]에 대한 2022년~2030년까지의 1월 1주차 풍력과 태양광 발전량 전망이다. 낮 시간에 태양광 패턴이 나타나고 그 위로 풍력발전량 출력이 높게 나타난다.



**Fig. 26** VRE generation output for [A-1]-[A-5]



#### 4. 순수요 전망

##### 1) 시나리오별 순수요 계산

Table 31~35는 시나리오 [A-1]-[A-5]에 대해 연도별 시간단위 순수요 전망치이다. 순수요는 전력수요에서 신재생 발전량을 제한 전망 값으로 VRE 자원 용량이 늘어날수록 작아진다. Table 31에서 보면 2030년 1월 1일 3시 순수요는 ‘-24’로서 최소운전발전기들의 최소 발전량까지 합산하여 제주 육지 간 연계선로를 통하여 송전해야 하는 초과발전상황이다. 최소 운전발전기는 전력수요와 VRE 발전량의 변동, 상정고장에 대비하여 예비력을 확보하기 위해 운전되는 발전기다. 특히 1월과 같은 수요 피크 시기에는 발전기 운전대수가 많은 시기로 최소발전량 또한 늘어난다.

**Table 31** Net load for [A-1]

	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
	1	2	3	...	23	24	1	2	3	...	23	24	1	2
2022	525	481	367	...	646	654	599	517	508	...	716	648	480	409
2023	517	470	343	...	656	665	607	517	511	...	734	656	468	391
2024	507	457	318	...	664	674	614	517	512	...	750	662	454	370
2025	460	406	243	...	654	666	602	493	494	...	751	645	399	305
2026	452	396	221	...	665	678	611	494	497	...	769	653	388	287
2027	446	387	198	...	676	691	620	495	500	...	788	663	377	269
2028	400	336	124	...	667	684	609	473	482	...	792	646	323	205
2029	353	286	50	...	657	676	599	450	465	...	794	630	269	140
2030	306	236	-24	...	647	669	589	427	447	...	797	614	215	75

**Table 32** Net load for [A-2]

	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
	1	2	3	...	23	24	1	2	3	...	23	24	1	2
2022	569	525	424	...	668	674	620	543	530	...	732	675	528	461
2023	567	520	407	...	681	688	630	547	536	...	752	687	522	449
2024	562	513	389	...	692	700	639	550	540	...	770	696	513	435
2025	525	473	329	...	687	697	633	533	528	...	775	685	470	383
2026	524	469	313	...	700	712	645	537	533	...	795	697	465	372
2027	523	464	297	...	715	727	656	541	539	...	816	710	460	360
2028	487	425	238	...	711	725	651	525	528	...	823	701	418	308
2029	452	386	178	...	706	723	645	509	516	...	830	691	375	257
2030	416	347	118	...	702	721	640	493	504	...	837	681	333	205

**Table 33** Net load for [A-3]

	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
	1	2	3	...	23	24	1	2	3	...	23	24	1	...
2022	613	570	480	...	690	695	640	569	553	...	748	702	575	...
2023	616	570	471	...	706	711	653	576	562	...	770	717	575	...
2024	617	568	460	...	719	726	665	583	569	...	790	730	572	...
2025	591	540	414	...	720	728	664	572	562	...	799	726	541	...
2026	595	541	405	...	736	745	678	580	570	...	821	741	541	...
2027	600	542	397	...	753	763	692	587	579	...	844	757	542	...
2028	575	514	351	...	754	766	692	578	573	...	855	755	512	...
2029	551	486	306	...	756	769	692	568	567	...	866	752	482	...
2030	526	458	260	...	757	772	692	559	560	...	877	749	451	...

**Table 34** Net load for [A-4]

	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
	1	2	3	...	23	24	1	2	3	...	23	24	1	...
2022	657	614	537	...	712	715	661	596	576	...	764	729	622	...
2023	666	620	535	...	730	734	677	606	587	...	788	748	628	...
2024	672	624	531	...	747	751	691	615	597	...	809	764	631	...
2025	657	606	499	...	753	758	695	612	596	...	823	766	612	...
2026	666	613	498	...	772	778	712	623	607	...	847	785	618	...
2027	677	620	496	...	792	799	728	633	619	...	872	805	625	...
2028	663	603	465	...	798	807	733	630	618	...	887	809	606	...
2029	649	586	434	...	805	815	738	627	618	...	902	813	588	...
2030	635	569	402	...	812	823	743	624	617	...	917	817	569	...

**Table 35** Net load for [A-5]

	JAN 1st [MW]						JAN 2nd [MW]							
	1	2	3	...	23	24	1	2	3	...	23	24	1	...
2022	701	658	594	...	734	736	681	622	598	...	47	48	49	...
2023	715	670	599	...	755	757	700	636	613	...	780	756	669	...
2024	727	680	602	...	774	777	717	648	625	...	806	778	681	...
2025	723	673	584	...	786	789	726	651	630	...	829	798	690	...
2026	738	685	590	...	808	812	745	665	644	...	847	807	683	...
2027	754	698	595	...	830	835	764	679	658	...	873	829	695	...
2028	751	692	579	...	842	848	774	683	664	...	900	852	708	...
2029	748	686	562	...	855	861	785	687	669	...	919	863	701	...
2030	745	681	545	...	867	875	795	690	674	...	938	874	694	...

2) 순수요 계산결과 분석 및 검증

연도별로 시간단위로 생성된 순수요 그래프를 비교 분석함으로써 데이터 오류를 찾아내고, 순수요 그래프를 통하여 VRE자원의 합성 변동성이 큰 시기, 피크시기 및 경부하시기 등을 살펴봄으로서 VRE 자원에 의한 계통운영의 어려움을 전망하고 계통안정성 검토 대상 시기를 파악한다.

Fig. 27~28에서의 실수요 대비 순수요 그래프를 통하여 동계피크시기(2018-2-4)에는 풍력발전의 피크기여도가 높지만, 하계(18-8-14) 저녁피크시간에는 VRE 합성자원의 기여도가 극히 낮음을 알 수 있다. 추계 경부하시기에는 태양광 발전량 증가에 따라 낮 시간에 수요초과에 따른 VRE 발전량 제약이 많이 발생하고 있음을 알 수 있다.

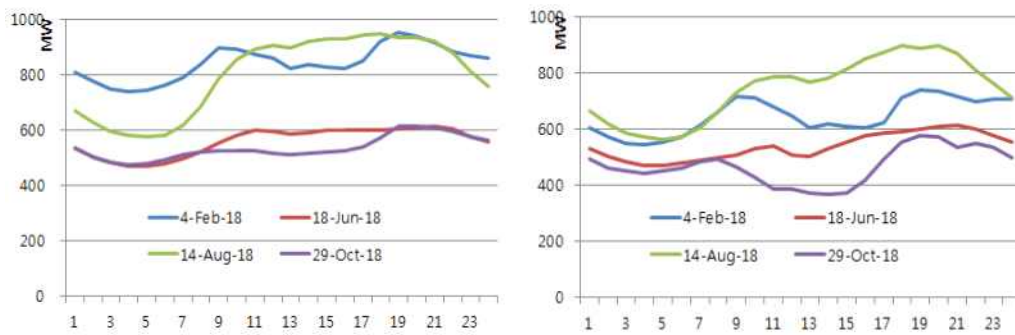


Fig. 27 Comparison load and net load for days to be noted

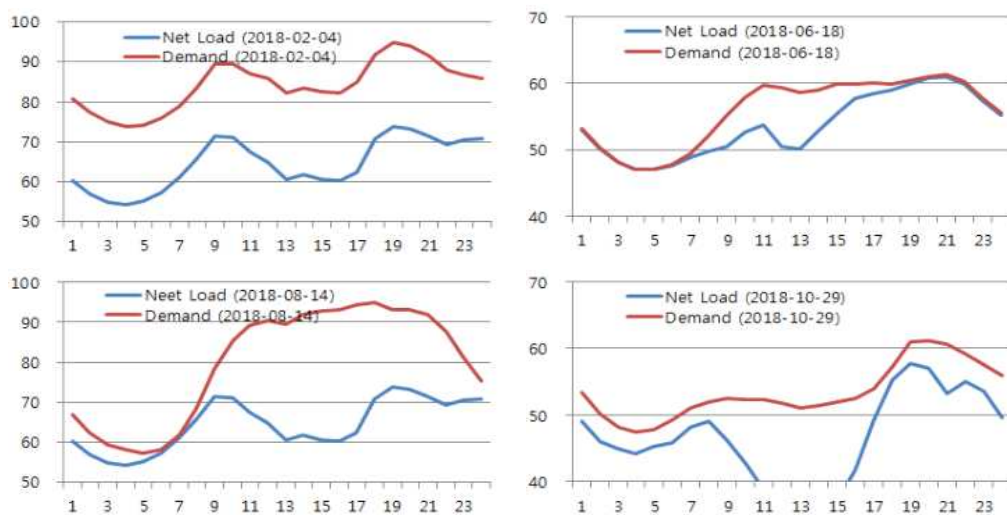


Fig. 28 Comparison load and net load for peak and off peak days

제주계통에서 2022년에서 2030년까지 태양광 발전에 의한 발생하는 순수요 변화를 Fig. 29로 나타내었다. 연도별 태양광설비 시뮬레이션 용량은 시나리오[C-3]으로 2022년 400 MW에서 2030년 1,000 MW까지 증설되는 것으로 하였다. 2018년도 동계피크일 2월 4일, 하계피크일(8월 14일), 상반기 경부하일(6월 18일), 하반기 경부하(10월 29일)의 태양광 발전량을 기준으로 하였다. 동계 피크일의 태양광 발전량은 낮았고 풍력발전량은 높았다. 하계 피크일의 태양광 발전량은 높았고, 풍력발전량은 매우 낮았다. 풍력자원은 동계 피크기간에 기여도가 높은 편이나 하계 피크기간 기여도가 낮고, 태양광 자원은 겨울 피크시기에는 다소 낮아지고, 하계 낮 피크 시에는 기여도가 높으나 저녁 피크시간에 기여하지 못한다.

상·하반기 경부하기간 기준일은 태양광 발전량이 높고, 풍력발전 초과발전으로 출력제약이 많은 날을 선택하였다. 현재에도 봄·가을 경부하시기에 Duck Curve 현상은 현재에도 뚜렷하게 나타나고 있으며 향후 태양광 발전설비 증가에 따라 더욱 두드러질 것으로 전망되어 이 시기에 초과발전량에 대한 대책이 VRE 보급 확산에 핵심이 될 것이다.

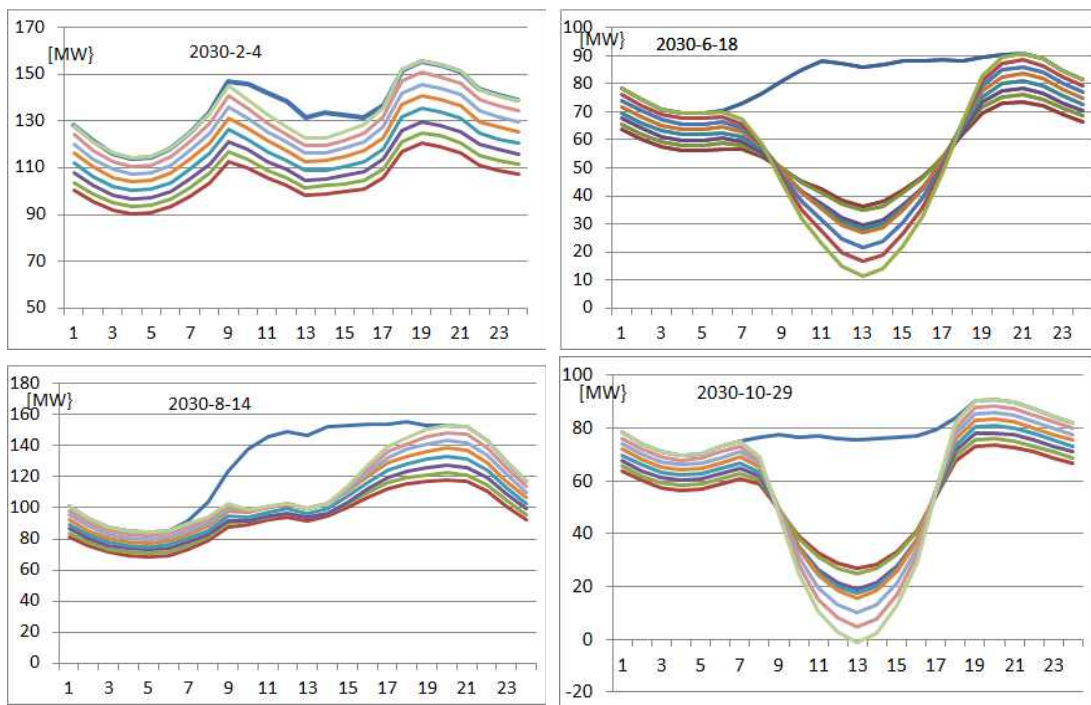


Fig. 29 Net load by only solar power generation

동·하계 피크시기, 상·하반기 경부하시기 등 주요 관심일 수요에 대해 Fig. 30~31에서와 같이 그래프를 통하여 확인하고, 상정고장 검토 대상 시기와 VRE 발전량 수준을 파악한다. Fig. 32와 같이 이용률 그래프를 그려 계절별 풍력, 태양광의 발전량 분포를 살펴 초과발전량에 대비한 VRE 용량수준 결정 및 변동성에 대응하는 유연성자원 확보량 결정에 활용할 수 있다.

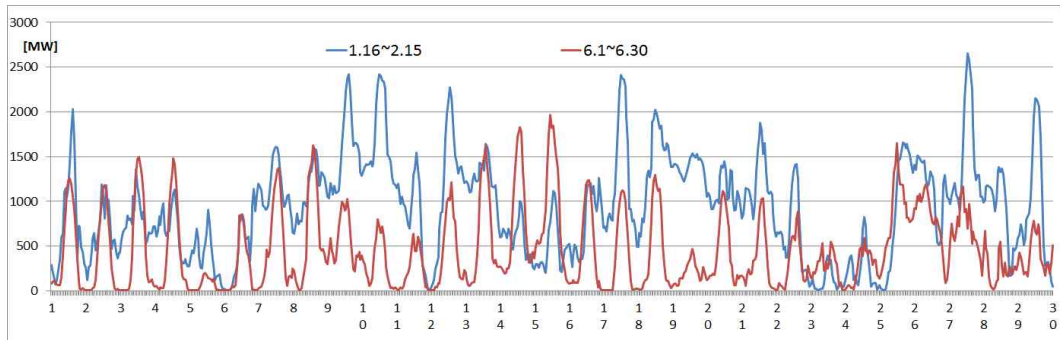


Fig. 30 Net load in winter peak Period and off peak period at 1st-half in 2030

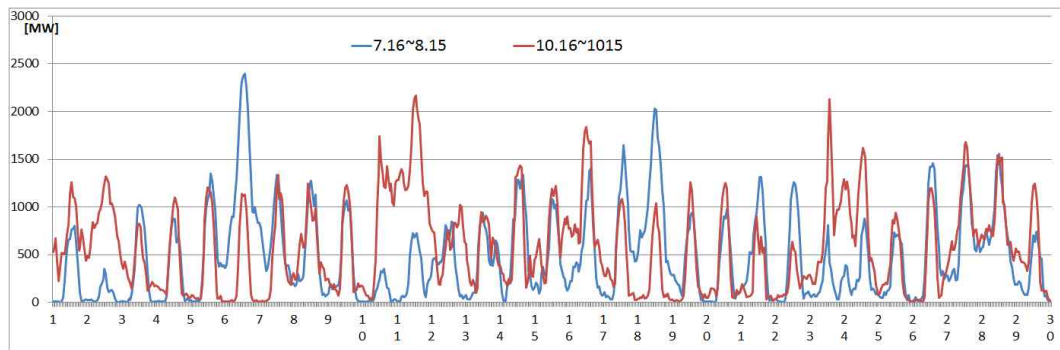


Fig. 31 Net load in summer peak Period and off peak period at 2nd-half in 2030

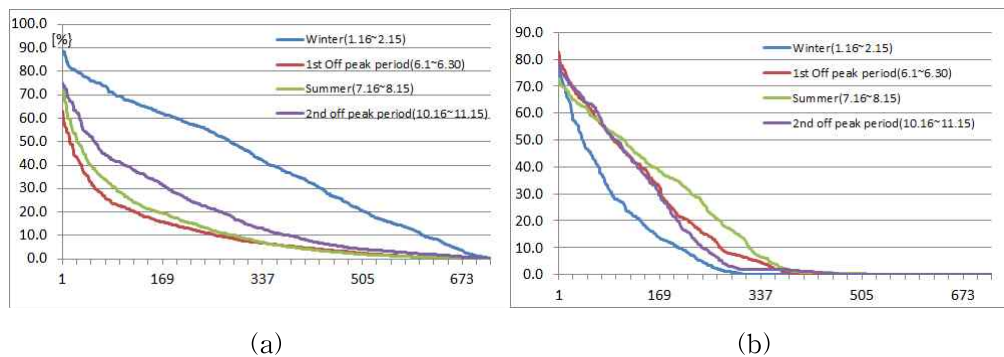


Fig. 32 Seasonal VRE utilization rate distribution: (a) wind power, (b) PV

## 5. 초과발전량 계산

### 1) 최소발전기 운전조건 적용

초과발전량은 전력계통에 연계된 모든 발전기가 전력수요를 초과하여 생산한 발전량이다. VRE 발전자원은 전력계통에서 최우선 공급순위로 운전되고 있지만 전력계통의 예기치 못한 고장에 대비하여 계통보호장치 동작전류를 확보와 예비력을 확보하기 위하여 운전되는 발전기의 최소부하량 또한 확보되어야 한다. 이를 위하여 제주 전력수요 수준에 따라 운전되어야 할 발전기 최소운전대수에 관한 기준이 Table 36에서와 같이 마련되어 있다. 최소운전 발전기는 VRE 자원의 발전량을 늘어감에 따라 최소부하로 운전되면서 계통운영자에 의해 전력수요에 따라 발전량을 조절하는 역할을 하게 되며, VRE 자원은 발전출력이 증가하더라도 전력수요에서 이들 최소운전발전기가 안정적으로 운영되기 위한 최소 운전부하가 확보된 잔여분에 한해서만 발전이 허용된다.

**Table 36** Jeju grid operation plan by Jeju Load level

Jeju Load [MW]	Minimum Number of Gen. Operation	HVDC Transmission Limit [MW]		
		#1HVDC	#2HVDC	#3HVDC
901 ~ 1,040	7 EA	40 ~ 120	40 ~ 240	20 ~ 100
601 ~ 900	6 EA			
501 ~ 600	5 EA	80	170	100
500	4 EA	60	140	100

### 2) 예비력 증감발 만족조건

전력계통은 전력설비의 고장 또는 자연재해로 인한 정전이 수시로 발생하기 마련이다. 계통운영자는 정전을 예방하고 최소화하기 위하여 중앙급전발전기의 예기치 못한 고장이나 VRE 발전원의 급격한 출력변동 또는 출력상실 등에도 정전이 발생하지 않도록 예비력을 확보하여 전력계통을 운영하고 있다. 제주계통에서 가장 우수한 예비력 자원은 제주 육지간 연계선로이며 정격용량 그 자체가 예비력이다. 연계선로는 제주계통에서 발전기 고장에 따른 주파수조정, VRE 자

원의 출력 급변동에 따른 증감발량 조절 등에 Table 37에서 보는 바와 같이 가장 빠르게 응답하는 예비력 자원이다. Table 38은 제주계통에서 운영되는 중앙급전 발전기로서 연계선로가 모두 정지될 경우 운영될 예비력 자원이다. 발전기별 증감발량이 5~9 MW로서 모든 발전기가 운전되어도 이중 상정고장 또는 대용량 VRE 자원의 출력 급변동 등에는 대응이 어려워진다.

**Table 37** Characteristic of Jeju submarine tie line

Tie Line	Capacity[MW]	Minimum Load[MW]	Ramp Rate [MW/min]
HVDC #1	150	40	150
HVDC #2	250	40	250
HVDC #3	200	20	400

**Table 38** Characteristic of Jeju generation facilities

	Generator	Capacity[MW]	Minimum Load[MW]	Ramp Rate [MW/min]
1	Jeju LNG C/C #1	120	80	5.9
2	Jeju LNG C/C #2	120	80	5.9
3	NamJeju LNG C/C	160	80	9
4	Hallim C/C	105	60	8.7×2
5	NamJeju T/P #1	100	55	5
6	NamJeju T/P #2	100	55	5
7	Jeju T/P #2	75	45	1
8	Jeju T/P #3	75	45	1

### 3) 초과발전량 시뮬레이션

초과발전량은 순수요에서 전력수요 크기에 따라 가동되는 최소발전량을 뺀 값이 음수이면 초과발전량이며, 그 음수의 절대값이 제약발전량이 된다. 최소발전량에 연계선로를 통해 지역계통에서 외부 계통으로 송전이 가능한 경우에는 연계선로 최대송전량을 더한 범위를 초과하는 발전량이다. 현재 제주계통에서 VRE 자원에 의한 초과발전량 발생 시 연계선로를 통해서 전국계통으로 송전되고 있지 않으며 향후 전국계통으로 송전하기 위한 역송시험을 진행 중이다. 본

논문에서는 2022년까지는 연계선로를 통한 역송이 어려울 것으로 보고 초과발전량을 시뮬레이션 하였으며, 2022년까지 제3연계선이 건설되면 본격적인 역송이 가능할 것으로 전망하여 2023년부터는 제3연계선을 통하여 200 MW까지 역송이 가능한 것으로, 2025년부터는 400 MW까지 역송 가능한 것으로 시뮬레이션 하였다.

[Procedure 1]

$$\text{Surplus Output} = \text{ABS} \{ \text{If Load} < 500\text{MW, Net Load} - \text{Minimum PP 4EA}(380\text{MW}), \\ \text{If Load} < 700\text{MW, Net Load} - \text{Minimum PP 5EA}(435\text{MW}), \\ \text{If Load} < 900\text{MW, Net Load} - \text{Minimum PP 6EA}(490\text{MW}), \\ \text{If Load} < 1500\text{MW, Net Load} - \text{Minimum PP 7EA}(536\text{MW}) \}$$

[Procedure 2]

$$\text{Surplus Output} = \text{ABS} \{ \text{If Load} < 500\text{MW, Net Load} - \text{Minimum PP 4EA}(380\text{MW}) + \\ [ \text{HVDC Transmission} (200\text{MW}) ], \\ \text{If Load} < 700\text{MW, Net Load} - \text{Minimum PP 5EA}(380\text{MW}) + \\ [ \text{HVDC Transmission} (200\text{MW}) ], \\ \text{If Load} < 900\text{MW, Net Load} - \text{Minimum PP 6EA}(435\text{MW}) + \\ [ \text{HVDC Transmission} (200\text{MW}) ], \\ \text{If Load} < 1500\text{MW, Net Load} - \text{Minimum PP 7EA}(536\text{MW}) + \\ [ \text{HVDC Transmission} (200\text{MW}) ] \}$$

Procedure 1과 Procedure 2는 식(2)를 적용하여 초과발전량을 계산하기 위한 조건문 식으로 Procedure 1은 2022년까지 연계선로를 통하여 육지계통으로 송전이 불가능한 경우에 적용하고, Procedure 2는 2022년부터 2025년까지 연계선로를 통하여 200 MW를 전송하는 경우에 적용하는 식이다. 2025년 이후 400 MW 역송 가능 시에는 Procedure 2에서 역송량 값만 200 MW에서 400 MW로 달라진다. 조건문은 부하수준별 최소발전기 운전대수와 최소부하량, 연계선로 송전량을 정한다. 초과발전량 산정 Procedure 1과 Procedure 2를 적용하여 시나리오 [A-1]-[A-5]에 대하여 초과발전량을 시뮬레이션 하였다. 초과발전량은 풍력과 태양광발전량 합성



출력이 겹치는 오후 낮 12시를 중심으로 많이 발생하며, 초과발전량이 발생하는 부분을 발체하여 Table 39~43에 나타내었다. 각 Table에서 보면 2022년에는 연계선로를 통한 육지계통으로 송전을 못하는 상황으로 초과발전량이 많이 발생하였고 제3연계선 건설 후 2023년부터 육지계통으로 200 MW 송전이 가능해지면서 초과발전량이 많이 줄었다. 연도별 VRE 설치용량이 증가함에 따라 초과발전량이 다시 많아지고 있다. 시나리오 [A-1]-[A-5]의 풍력태양광 용량비 차이에 따라 풍속이 높은 날에는 [A-1]안이 일사량이 많은 날에는 [A-5]안이 VRE 발전량이 많아지게 된다. 초과발전량에 관련된 주요변수는 태양광 설비 증가에 따른 낮 경부하시기에 VRE 합성출력의 크기다. 풍력태양광 설치용량비를 달리한 시나리오 [A-1]-[A-5]에 대해 연간 시뮬레이션을 통하여 초과발전량이 최소화되는 최적 용량비율을 검토한다.

**Table 39** Surplus generation for [A-1]

	JAN 1st [MW]							...	JAN 3rd [MW]					...
	...	11	12	13	14	15	16	...	...	10	11	12	...	...
2022	...	6	59	86	112	133	131	...	...	363	539	616	...	...
2023	...	0	0	0	0	0	0	...	...	229	428	515	...	...
2024	...	0	0	0	0	0	0	...	...	298	520	615	...	...
2025	...	0	0	0	0	0	0	...	...	266	535	646	...	...
2026	...	0	0	0	0	0	0	...	...	332	624	744	...	...
2027	...	0	0	0	0	0	0	...	...	457	772	901	...	...
2028	...	0	0	0	0	14	15	...	...	620	981	1127	...	...
2029	...	0	23	0	50	95	97	...	...	782	1190	1352	...	...
2030	...	0	94	119	187	176	179	...	...	945	1399	1578	...	...

**Table 40** Surplus generation for [A-2]

	JAN 1st [MW]							...	JAN 3rd [MW]					...
	...	11	12	13	14	15	16	...	...	10	11	12	...	...
2022	...	17	68	103	146	157	126	...	...	310	498	589	...	...
2023	...	0	0	0	0	0	0	...	...	169	382	484	...	...
2024	...	0	0	0	6	20	0	...	...	231	469	580	...	...
2025	...	0	0	0	0	0	0	...	...	186	474	605	...	...
2026	...	0	0	0	0	0	0	...	...	245	558	699	...	...
2027	...	0	0	0	0	0	0	...	...	363	701	853	...	...
2028	...	0	0	0	41	61	5	...	...	513	900	1071	...	...
2029	...	0	43	28	126	148	86	...	...	662	1099	1290	...	...
2030	...	7	116	162	271	235	167	...	...	811	1298	1508	...	...

**Table 41** Surplus generation for [A-3]

	JAN 1st [MW]							...	JAN 3rd [MW]					...
	...	11	12	13	14	15	16	...	...	10	11	12	...	...
2022	...	28	77	120	179	180	121	...	...	256	457	561	...	...
2023	...	0	0	0	13	14	0	...	...	109	337	452	...	...
2024	...	0	0	0	48	49	0	...	...	164	418	546	...	...
2025	...	0	0	0	0	0	0	...	...	106	413	563	...	...
2026	...	0	0	0	0	0	0	...	...	158	492	654	...	...
2027	...	0	0	0	14	15	0	...	...	270	630	804	...	...
2028	...	0	0	0	108	108	0	...	...	405	819	1016	...	...
2029	...	0	63	67	201	201	75	...	...	541	1007	1228	...	...
2030	...	34	139	205	354	294	154	...	...	677	1196	1439	...	...

**Table 42** Surplus generation for [A-4]

	JAN-1 [MW]							...	JAN-3 [MW]					...
	...	11	12	13	14	15	16	...	...	10	11	12	...	...
2022	...	40	86	137	213	204	116	...	...	202	417	533	...	...
2023	...	0	0	0	51	41	0	...	...	49	291	421	...	...
2024	...	0	0	0	90	79	0	...	...	97	368	511	...	...
2025	...	0	0	0	0	0	0	...	...	25	352	522	...	...
2026	...	0	0	0	35	20	0	...	...	71	426	609	...	...
2027	...	0	0	0	73	57	0	...	...	176	559	756	...	...
2028	...	0	6	23	174	155	0	...	...	298	738	961	...	...
2029	...	0	84	105	276	254	63	...	...	421	916	1165	...	...
2030	...	62	161	248	438	353	142	...	...	543	1095	1370	...	...

**Table 43** Surplus generation for [A-5]

	JAN-1 [MW]							...	JAN-3 [MW]					...
	...	11	12	13	14	15	16	...	...	10	11	12	...	...
2022	...	51	95	154	246	227	111	...	...	149	376	506	...	...
2023	...	0	0	0	88	67	0	...	...	0	246	390	...	...
2024	...	0	0	17	132	108	0	...	...	30	317	477	...	...
2025	...	0	0	0	48	19	0	...	...	0	292	480	...	...
2026	...	0	0	0	89	58	0	...	...	0	360	564	...	...
2027	...	0	0	0	131	98	0	...	...	82	488	707	...	...
2028	...	0	24	57	241	202	0	...	...	191	657	905	...	...
2029	...	18	104	144	351	307	52	...	...	300	825	1103	...	...
2030	...	90	183	291	521	412	129	...	...	409	994	1301	...	...

Fig. 33~35는 초과발전량 시뮬레이션 결과에 따라 전력수요와 순수요, 초과발전량을 그래프로 나타내었다. 2023년부터는 200 MW, 2025년부터는 400 MW를 외부계통으로 송전을 하고도 VRE 자원 증가에 따라 점차적으로 초과발전량이 늘어나는 것을 볼 수 있다.

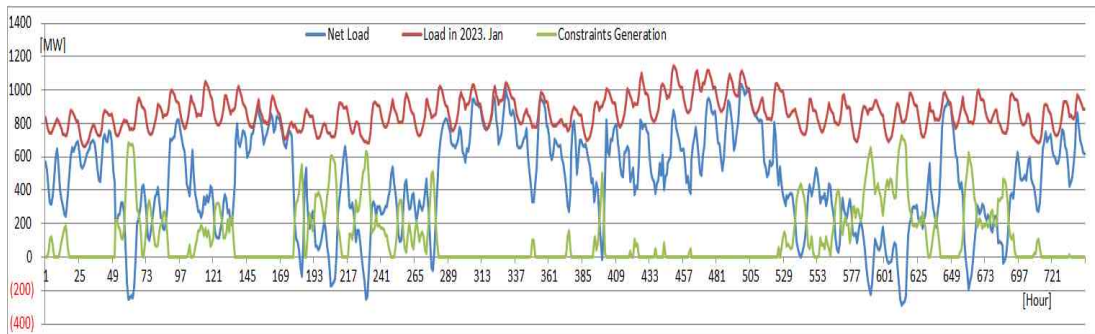


Fig. 33 Forecast excess generation in January 2023

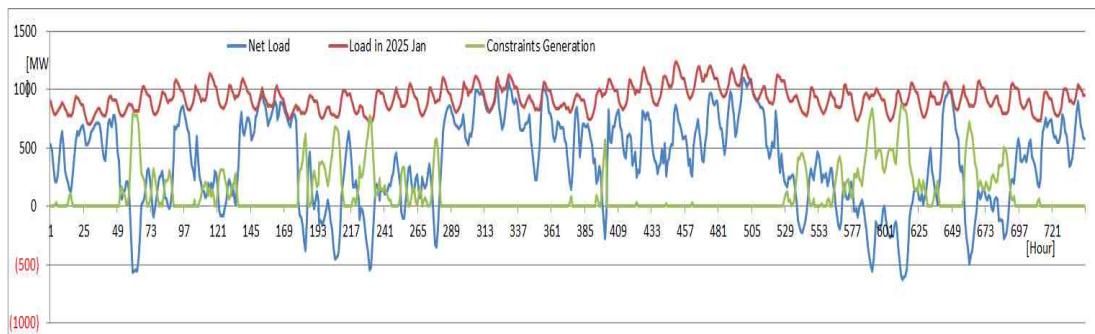


Fig. 34 Forecast excess generation in January 2025

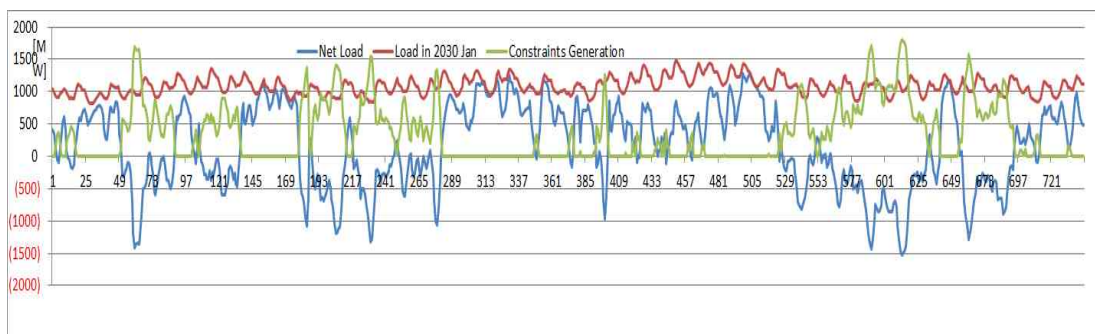


Fig. 35 Forecast excess generation in January 2030

## 6. 계통안정성 검토

지금까지 중장기 전력수요, 신재생발전량, 순수요, 초과발전량을 순차적으로 전망하였으며, 다음 절차로 대용량 재생에너지를 제주 전력계통에 연계하기 위해 Table 7에서 제시한 4가지 계통연계 안정성 조건의 만족여부를 검토한다.

### 1) 최소출력 제약 등 계통안정성 검토조건 만족여부

대용량 VRE 자원이 제주계통엔 연계되기 위한 4 가지 조건은 ① VRE 자원 출력변동 및 상정고장에 대비하여 운전되는 발전기의 최소발전량이 유지될 수 있어야 한다, ② VRE 자원 10분 출력변동량이 운전예비력 범위 내에 있어야 한다, ③ VRE 자원 순시 변동량이 주파수조정예비력 범위 내에 있어야 한다, ④ 상정고장 발생 시에도 전력계통 안정성이 유지되어야 한다는 것이다.

① 중앙급전발전기 최소출력 제약 만족여부는 앞서 초과발전량 시뮬레이션에서 식(2)에 따라 즉, 발전기 최소출력과 연계선로(HVDC#1,2,3)의 최소수전량과 최대송전량 제약을 고려하여 산정되었다. 식(2)를 만족하지 못하는 VRE 발전량은 초과발전량으로 발전량 제약을 받게 된다.

② VRE 자원의 10분 출력변동량을 위한 운전예비력 확보 조건을 검토하기 위하여 Table 44와 Table 45에서와 같이 VRE 자원의 변동성을 검토하였다. Table 44의 2018년도 풍력설비용량 272 MW의 출력변동성을 살펴보면 1분과 10분 평균변동률은 설비용량의 2%이내이며 최대 변동률은 28.1%였다. Table 45에서 2018년도 태양광설비용량 121 MW~168 MW의 출력변동성을 살펴보면 1분과 10분 평균 변동률은 설비용량의 2%이내이며 최대변동률은 1분이 39.6%, 10분이 42.5%에 달한다. ② VRE 자원의 10분 최대 변동률이 설비용량의 30~40% 수준에 이르는 점은 계통운영자가 항상 상기해야 할 사항이다. VRE 자원이 늘어나면서 스므딩(smoothing) 효과에 의해 설비용량대비 최대변동률이 점차 감소하겠지만 최대변동용량이 예비력 범위 내에 있는지 상시 자동 평가될 수 있도록 계통운영 시스템으로 관리되어야 한다. 10분 변동량 조건과 함께 ③ VRE 순시 변동량이 주파수조정예비력 범위 내 조건 만족여부는 현재 운영 중인 연계선(HVDC #1,2)

용량이 400 MW이고, 향후 추가 건설될 연계선(HVDC #3) 200 MW 또한 예정되어 있어 VRE 자원의 변동성에 충분히 대응 가능한 예비력이 확보되어 있다고 볼 수 있다. 다만, 연계선로가 고장 또는 예방정비 중에는 변동성에 대응하는 예비력이 확보되는 범위 내에서 VRE 자원이 계통에 연계되어야 한다.

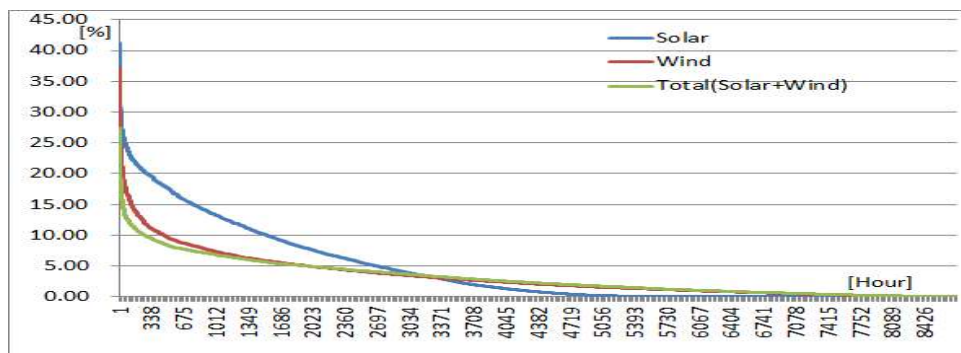
**Table 44** Monthly average & max of WP output fluctuation

Month		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 Min [%]	Max	7.31	12.17	14.03	5.27	5.75	5.74	7.59	<b>24.55</b>	5.19	12.74	11.71	15.40
	Ave	0.72	0.6	0.47	0.42	0.45	0.30	0.36	0.46	0.43	0.49	0.33	0.68
10Min [%]	Max	16.93	<b>28.13</b>	18.82	10.84	14.73	11.79	10.21	12.37	14.48	20.51	14.74	25.10
	Ave	1.80	1.61	1.19	1.13	1.18	0.94	0.84	1.06	1.23	1.22	0.91	1.51

**Table 45** Monthly average & max of PV output fluctuation

Month		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 Min [%]	Max	17.15	22.93	8.42	<b>39.56</b>	5.19	16.55	17.15	12.93	18.81	22.97	5.42	6.48
	Ave	0.07	0.08	0.09	0.09	0.08	0.09	0.08	0.08	0.07	0.09	0.08	0.06
10Min [%]	Max	12.81	12.03	13.35	<b>42.49</b>	11.88	10.76	25.00	17.45	9.92	11.62	11.51	13.56
	Ave	0.62	0.75	0.85	0.92	0.79	0.82	0.80	0.71	0.68	0.85	0.80	0.58

풍력, 태양광 발전량의 1시간 변동성을 크기순으로 나타낸 그래프 Fig. 36을 보면 제주지역의 풍력·태양광 합성 변동률이 25%를 넘는 경우가 극히 드물다는 것을 알 수 있다. VRE 출력 변동성에 대응 가능한 제주 육지간 연계선로가 정상운전 되는 경우에는 4 가지 계통연계 안정성 조건 중 핵심조건인 ① 최소 발전량 유지조건에 의해 VRE 수용한계 용량이 결정된다.



**Fig. 36** Wind power and PV fluctuation distribution

2) 상정고장 시 정상주파수 유지조건 만족여부

대용량 재생에너지가 제주계통에 연계되기 위해서는 발전설비 또는 송전선로 이중고장 등의 주요 상정고장 발생 시에도 계통안정 상태를 유지하고 정상주파수 유지조건을 만족하여야 한다.

2030년까지 대용량 재생에너지 계통연계 시나리오에 따라 상정고장 검토를 위하여 가장 취약시기로 판단되는 년도와 시기를 선택하여 계통고장 해석프로그램인 PSS/E를 이용하여 검토하였다. 상정고장 검토대상 년도는 제3연계선 도입직 전까지 VRE 자원 급증시기인 2022년과 2023년, 제3연계선 도입 후 2023년과 2025년, VRE 용량이 최대 도입시기인 2028~2030년을 검토하였다.

(1) 발전 및 송전설비 계획

발전설비 추가계획은 2020년에 준공되는 남제주복합(160 MW)을 추가 반영하였고 2023년부터 제3연계선(200 MW)을 반영하였다.

송전선로 보강계획은 2030년까지 한전의 송변전설비 보강계획에 따라 제주변전소 신설, 동제주C/S 신설, 신서귀 2Ⅱ 분기, 제주T/P-동제주C/S 2Ⅱ분기, 동제주C/S-동제주S/S T/L 신설, 안덕-남제주 T/L 신설 등의 일부 송전선로 계통구성 변경사항을 반영하였다.

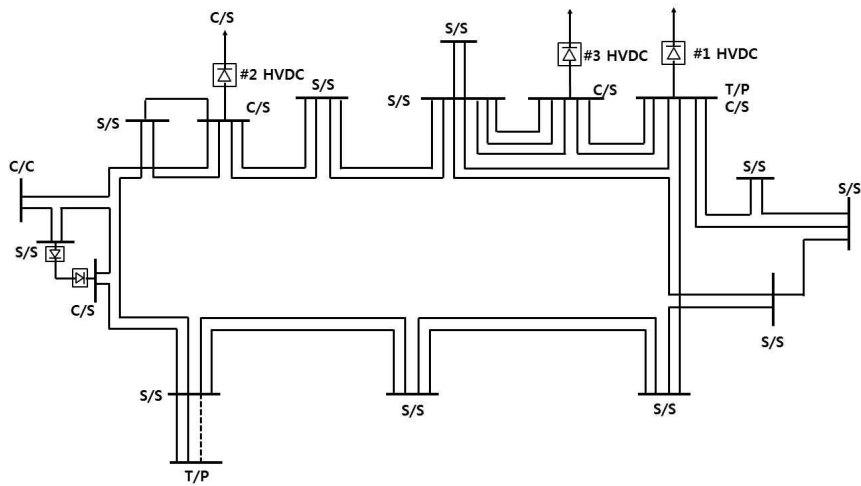


Fig. 37 Jeju power grid in 2023

2027년 이후 송전계통은 한림지역 II분기('27.4), (기존)제주-안덕 T/L이 제주-한림C/C T/L과 제주-한림 T/L로, 동제주-산지#3 T/L 및 조천-동제주#1 T/L 신설('27.4) 되는 것을 반영하였다.

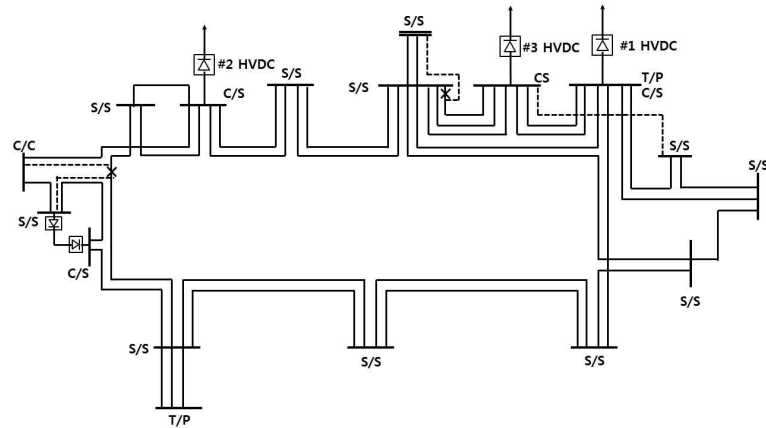


Fig. 38 Jeju power grid in 2027

(2) 재생에너지설비 계획

상정고장 검토를 위한 VRE 설비용량 시나리오 [A] 3 GW, [B] 2.4 GW, [C] 2 GW의 세 시나리오 중 중간용량인 [B] 2.4 GW 시나리오를 택하였고, 풍력태양광 용량비율은 최적이용비율인 50:50 시나리오 [B-3]와 풍력 중심으로 추진 중인 제주 CFI 2030계획을 고려하여 풍력태양광 용량비 60:40인 시나리오 [B-2]에 대해서 상정고장을 검토하였다. 용량비 70:30인 [B-1] 시나리오는 검토하지 않았다.

- [B-2] 2030년까지 2.4 GW, 설비용량비 풍력 60%, 태양광 40% 비율로 설치 시나리오에 의한 풍력, 태양광 설비용량

Table 46 VRE capacity by scenario No. 1 [B-2]

	2022	2023	2025	2028	2029	2030
WP [MW]	576	648	864	1,152	1,296	1,440
PV [MW]	384	432	576	768	864	960
Total [MW]	960	1,080	1,440	1,920	2,160	2,400

- [B-3] 2030년까지 2.4 GW, 설비용량비 풍력 50%, 태양광 50% 비율로 설치 시나리오에 의한 풍력, 태양광 설비용량

**Table 47** VRE capacity scenario No. 2 [B-3]

	2022	2023	2025	2028	2029	2030
WP [MW]	480	540	720	960	1,080	1,200
PV [MW]	480	540	720	960	1,080	1,200
Total [MW]	960	1,080	1,440	1,920	2,160	2,400

(3) 재생에너지설비 발전량 적용

상정고장은 전력수급 중요시기 또는 계통 취약시기로 동·하계 피크일 및 추계 경부하일에 대해 검토하였다. 이때에 재생에너지 발전량 배분은 각 시나리오별 재생에너지 설비용량은 아래와 같이 계절특성을 반영한 용량대비 이용률을 적용하여 검토하였다.

- 하계피크일 VRE 발전량 : 풍력설비용량 20%, 태양광설비용량 80%
- 동계피크일 VRE 발전량 : 풍력설비용량 80%, 태양광설비용량 20%
- 춘계경부하일 VRE 발전량 : 풍력설비용량 50%, 태양광설비용량 50%

제주 전력계통 운영 취약시기로 동·하계 피크일 및 추계 경부하일 상정고장을 검토하기 위한 시나리오 [B-2]와 [B-3]에 대한 VRE 발전량 배분은 Table 48 과 Table 49와 같다.

**Table 48** VRE generation output scenario [B-2]

Scenario B-2		2022	2023	2025	2028	2029	2030
Summer [MW]	WP	403	454	605	806	907	1,008
	PV	115	130	173	230	259	288
Winter [MW]	WP	346	389	518	691	778	864
	PV	230	259	346	461	518	576
Fall [MW]	WP	202	227	302	403	454	504
	PV	134	151	202	269	302	336



**Table 49** VRE generation output scenario [B-3]

Scenario B-3		2022	2023	2025	2028	2029	2030
Summer [MW]	WP	336	378	504	672	756	840
	PV	144	162	216	288	324	360
Winter [MW]	WP	288	324	432	576	648	720
	PV	288	324	432	576	648	720
Fall [MW]	WP	168	189	252	336	378	420
	PV	168	189	252	336	378	420

(4) 상정고장 조건

상정고장 검토는 전력계통신뢰도 및 전기품질유지기준에 따라 발전기 및 연계선로 이중고장, 변환소와 발전소 모선의 이중고장 등 Table 50에서와 같이 상정고장들에 대해서 검토하였다. 최저주파수 유지 기준을 59.3 Hz 또는 59.4 Hz를 적용하였다. 제주 전력계통에서 저주파수계전기(UFR: Under Frequency Relay)의 1단계 동작주파수는 59.2 Hz이다. 재생에너지가 많고 규모가 작은 제주 전력계통의 특성 및 실시간 운영 변동성을 고려하여 0.1 Hz의 여유도를 적용하였고, 저전압이 발생하는 모선고장의 경우에는 0.2 Hz 여유도를 적용하였다.

**Table 50** Contingency failure condition

Transmission Line	Generator & HVDC Fault				
1 Line or Parallel 2 Line	Generator 2EA	HVDC #1 2 line	HVDC #3 2 line	SeoJeju C/S BUS 2 line	NamJeju PP BUS 2 line

(5) 상정고장 검토 CASE

○ 시나리오 [B-2] 2030년 VRE 2GW, WP 60%, PV 40%

**Table 51** Load scenario [B-2] of frequency stability about contingency

		Load	WP	PV	HVDC#1	HVDC#2	HVDC#3	GEN
2022	AUG [MW]	1,086	403	115	60	72	-20	456(7EA)
	JAN [MW]	982	346	230	-40	40	-50	456(7EA)
	OCT [MW]	590	202	134	-100	40	-41	355(5EA)
2023	AUG [MW]	1,133	454	130	60	53	-20	456(7EA)
	JAN [MW]	1,025	389	259	-82	53	-50	456(7EA)
	OCT [MW]	612	227	151	-120	40	-96	410(6EA)
2025	AUG [MW]	1,222	605	173	-40	48	-20	456(7EA)
	JAN [MW]	1,104	518	346	-96	-40	-80	456(7EA)
	OCT [MW]	651	302	202	-93	-70	-100	410(6EA)
2028	AUG [MW]	1,373	806	230	-100	40	-59	456(7EA)
	JAN [MW]	1,235	691	461	-120	-153	-100	456(7EA)
	OCT [MW]	714	403	269	-120	-148	-100	410(6EA)
2029	AUG [MW]	1,421	907	259	-100	-40	-61	456(7EA)
	JAN [MW]	1,277	778	518	-120	-221	-100	422(7EA)
	OCT [MW]	735	454	302	-120	-211	-100	410(6EA)
2030	AUG [MW]	1,468	1008	288	-100	-84	-100	456(7EA)
	JAN [MW]	1,318	864	576	-120	-240	-184	422(7EA)
	OCT [MW]	755	504	336	-120	-240	-135	410(6EA)

○ 시나리오 [B-3] 2030년 VRE 2GW, WP 50%, PV 50%

**Table 52** Load scenario [B-3] of frequency stability about contingency

		Load	WP	PV	HVDC#1	HVDC#2	HVDC#3	GEN
2022	AUG [MW]	1,086	336	144	60	70	20	456(7EA)
	JAN [MW]	982	288	288	-40	40	-50	456(7EA)
	OCT [MW]	590	168	168	-100	40	-41	355(5EA)
2023	AUG [MW]	1,133	378	162	60	57	20	456(7EA)
	JAN [MW]	1,025	324	324	-82	53	-50	456(7EA)
	OCT [MW]	612	189	189	-120	40	-96	410(6EA)
2025	AUG [MW]	1,222	504	216	-40	66	20	456(7EA)
	JAN [MW]	1,104	432	432	-96	-40	-80	456(7EA)
	OCT [MW]	651	252	252	-93	-70	-100	410(6EA)
2028	AUG [MW]	1,373	672	288	-63	40	-20	456(7EA)
	JAN [MW]	1,235	576	576	-120	-153	-100	456(7EA)
	OCT [MW]	714	336	336	-120	-148	-100	410(6EA)
2029	AUG [MW]	1,421	756	324	-55	-40	-20	456(7EA)
	JAN [MW]	1,277	648	648	-120	-221	-100	422(7EA)
	OCT [MW]	735	378	378	-120	-211	-100	410(6EA)
2030	AUG [MW]	1,468	840	360	-88	-80	-20	456(7EA)
	JAN [MW]	1,318	720	720	-120	-240	-184	422(7EA)
	OCT [MW]	755	420	420	-120	-240	-135	410(6EA)

(6) 상정고장 검토결과

시나리오 [B-2] 풍력 60%, 태양광 40%, [B-3] 풍력 50%, 태양광 50%에 대한 상정고장 검토결과 Table 53과 Table 54에서 보듯이 모두 주파수 안정범위 내에 있는 것으로 나타났다. 중장기적으로 많은 재생에너지발전원이 증가함에도 불구하고 상정고장 검토결과가 주파수 안정범위 내에 있는 것으로 나타나는 것은 제3연계선(200 MW), 남제주LNG복합(160 MW)이 추가 건설되면서 상정고장에 대비한 예비력 자원이 크게 확보됨에 따른 것으로 보인다.

그러나 발전기 2기 고장 시 최저주파수는 약 59.6 Hz까지 떨어지는 것으로 나타나는데 만약, 발전기 2기 고장에 이어 순간 저전압이 발생에 의한 고장파급으로 태양광 대단지 또는 일부지역 태양광 자원들이 추가 탈락하게 되면 계통주파수가 하락하여 전력계통 안정도에 문제가 발생할 수 있다. 이러한 고장 파급문제에 대비하여 풍력설비의 경우 한전 송배전전기설비이용규정 및 전력시장운영규칙에 따라 LVRT(Low Voltage Riding Through) 기능을 구비하게 되어 있으나, 아직 태양광설비의 경우 LVRT 기능에 관한 규정이 설정되어 있지 않다.

**Table 53** Result of frequency stability about contingency scenario [B-2]

Contingency		Generator 2EA	HVDC#2 BUS 2line	HVDC#3 BUS 2line	SeojejuC/S BUS 2line	Namjeju PP BUS 2line
2022	AUG [MW]	59.67	59.92	60.03	59.77	59.93
	JAN [MW]	59.62	60.16	60.16	59.89	59.81
	OCT [MW]	59.60	60.45	60.14	59.93	59.83
2023	AUG [MW]	59.67	59.92	60.02	59.83	59.78
	JAN [MW]	59.67	60.28	60.11	59.87	59.82
	OCT [MW]	59.63	60.53	60.39	59.95	59.85
2025	AUG [MW]	59.63	60.11	60.02	59.86	59.78
	JAN [MW]	59.58	60.16	60.2	59.92	59.76
	OCT [MW]	59.62	60.20	60.22	60.02	59.86
2028	AUG [MW]	59.67	60.41	60.20	59.82	59.75
	JAN [MW]	59.67	60.30	60.21	59.93	59.76
	OCT [MW]	59.64	60.29	60.23	60.11	59.84
2029	AUG [MW]	59.86	60.21	60.10	59.82	59.70
	JAN [MW]	59.75	60.28	60.26	60.23	59.71
	OCT [MW]	59.64	60.29	60.21	60.2	59.84
2030	AUG [MW]	59.67	60.21	60.21	59.85	59.74
	JAN [MW]	59.75	60.52	60.26	60.25	59.74
	OCT [MW]	59.64	60.27	60.32	60.22	59.84

**Table 54** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3]

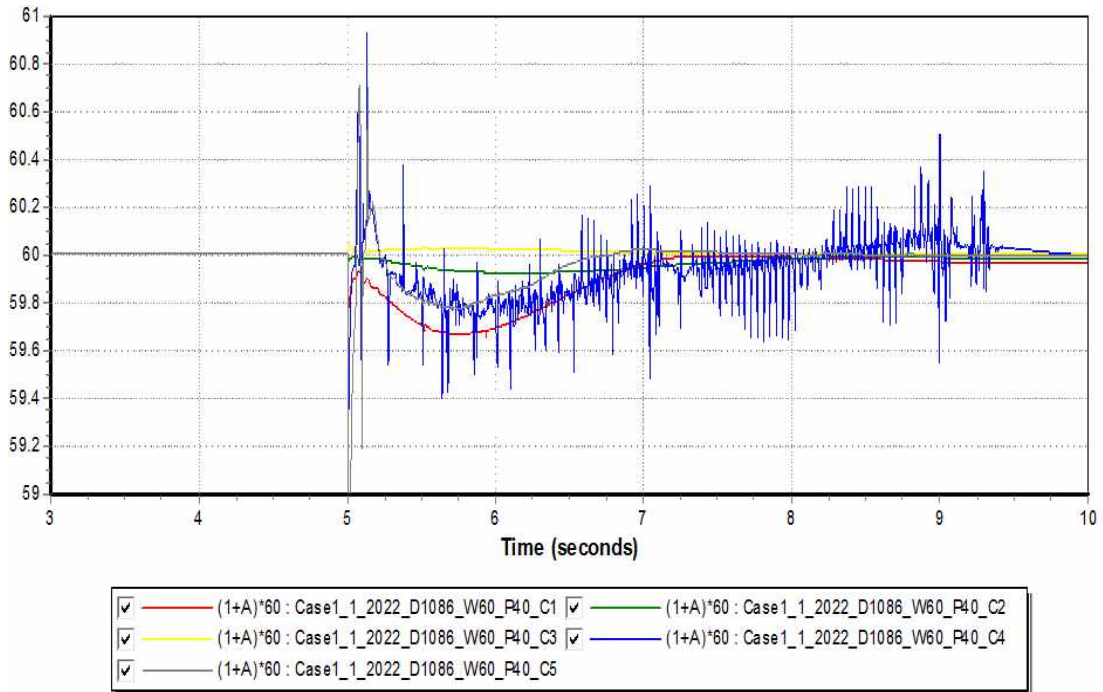
Contingency		Generator 2EA	HVDC#2 BUS 2line	HVDC#3 BUS 2line	SeojejuC/S BUS 2line	Namjeju PP BUS 2line
2022	AUG [MW]	59.67	59.92	59.99	59.84	59.79
	JAN [MW]	59.62	60.16	60.16	59.88	59.80
	OCT [MW]	59.60	60.45	60.14	59.92	59.83
2023	AUG [MW]	59.67	59.92	59.99	59.78	59.78
	JAN [MW]	59.67	60.27	60.11	59.86	59.80
	OCT [MW]	59.63	60.53	60.39	59.95	59.86
2025	AUG [MW]	59.63	60.10	59.99	59.85	59.80
	JAN [MW]	59.57	60.20	60.16	59.93	59.75
	OCT [MW]	59.62	60.21	60.23	60.02	59.85
2028	AUG [MW]	59.67	60.25	60.03	59.84	59.76
	JAN [MW]	59.67	60.28	60.21	59.92	59.75
	OCT [MW]	59.64	60.29	60.22	60.11	59.83
2029	AUG [MW]	59.53	60.10	60.00	59.87	59.73
	JAN [MW]	59.76	60.28	60.27	60.23	59.71
	OCT [MW]	59.64	60.29	60.23	60.19	59.83
2030	AUG [MW]	59.67	60.18	60.01	59.87	59.74
	JAN [MW]	59.76	60.25	60.50	60.25	59.71
	OCT [MW]	59.64	60.27	60.22	60.33	59.84

상정고장 발생 시 제3연계선 및 남제주LNG복합이 건설되지 않은 현재 제주계통 상황에서 태양광 발전단지들이 동반 탈락하는 것을 고려한 상정고장 검토결과를 Table 55에 나타내었다. 2018년 하계피크 수요 1,020 MW인 상황에서 제주화력 67BUS 모선고장으로 제1연계선의 1개 Pole 정지되고, 모선고장 과급으로 태양광 발전기 108 MW가 추가로 탈락하게 되면 제주화력 67BUS 고장 시 최저주파수 59.70 Hz에서 0.41 Hz 추가 하락하는 것으로 나타났다. 이와 같이 향후 태양광 발전단지들이 증가하고 태양광발전단지의 과급고장 발생 시 주파수 유지범위를 초과하여 정전을 유발할 우려가 있으므로 제주계통에 연계되고 있는 태양광 설비에 대해서도 LVRT 기능을 구비하도록 관련 규정을 조속히 마련할 필요가 있다.

**Table 55** Result of frequency stability about adding PV contingency

CASE	Contingency	Frequency[Hz]	Deviation
1	HVDC#1 1pole + PV 0MW	59.70	-
2	HVDC#1 1pole + PV 36MW	58.58	△ 0.12
3	HVDC#1 1pole + PV 60MW	59.49	△ 0.21
4	HVDC#1 1pole + PV 84MW	59.38	△ 0.32
5	HVDC#1 1pole + PV108MW	59.29	△ 0.41

VRE 보급 시나리오 [B-2] 풍력 60%, 태양광 40%, 및 [B-3] 풍력 50%, 태양광 50%에 대해 상정고장 시 정상주파수 유지조건 만족여부를 계통해석프로그램 PSS/E를 이용하여 검토한 결과 모두 안정범위에 있는 것으로 나타났으며 모든 시나리오별로 세부 결과는 Fig. 39~41 및 부록으로 첨부하였다.



**Fig. 39** Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2022 Aug. WP 60%, PV 40%]

Fig. 39는 시나리오 [B-2] VRE 설치용량 2GW, 풍력태양광 용량비 60:40%로 Table 51에서 보는 바와 같이 2022년 가을 경부하기간 중 전력수요 1,086MW에서 풍력발전 403MW, 태양광 115MW, 연계선로 정상운전 및 최소운전발전기 7대 운전 중 계통에서의 상정고장에 따른 정상주파수 유지범위를 검토한 결과이다.

Fig. 40은 시나리오 [B-2]에 대한 2030년 가을 전력수요 1,468MW, 풍력 1008MW, 태양광 288MW, 연계선 #1,2,3을 통하여 284MW를 역송 중 상정고장에 따른 정상주파수 유지범위를 검토한 결과이다. Fig. 41은 시나리오 [B-3]에 대한 2030년 가을 계통에서 검토한 결과이며, 나머지 시나리오들에 대한 상정고장에 따른 정상주파수 유지범위를 검토한 결과는 부록으로 수록하였다.

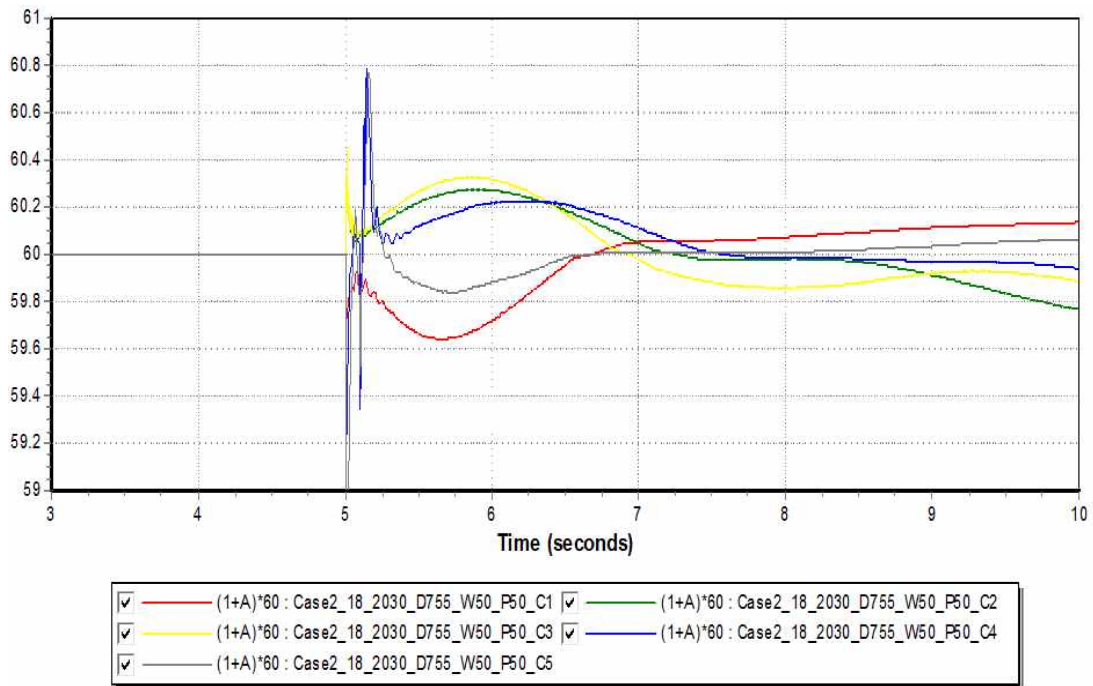


Fig. 40 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2030 Oct. WP 60 %, PV 40 %]

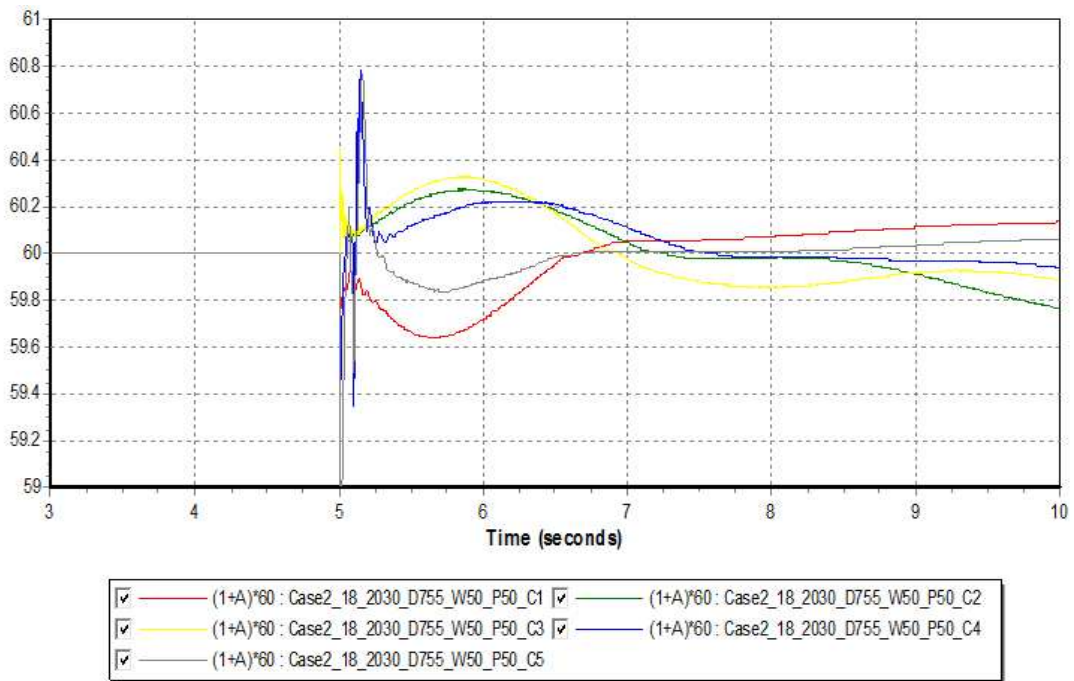


Fig. 41 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2030 Oct. WP 50 %, PV 50 %]

## 7. 경제적 한계용량 산정

제주 전력계통에서 시나리오별로 제약발전량을 산출하고, 발전량 제약에 따른 이용률 감소와 매출 손실비용을 통해 각 시나리오별 VRE 자원의 발전사업 가능 여부를 살펴보고 연도별 경제적 한계용량을 산정하였다.

### 1) 재생에너지 제약발전량 분석

제주 CFI 2030에서 설정한 VRE 자원인 풍력과 태양광 발전설비 보급목표는 3.8 GW였으며 본 논문에서는 이 보다 목표용량을 낮춘 3 GW, 2.4 GW, 2 GW에 대해서 풍력태양광 용량비 시나리오에 따라 [A-1]-[A-5], [B-1]-[B-5], [C-1]-[C-5] 안으로 초과발전량을 시뮬레이션을 하였다.

2030년까지 3 GW 재생에너지 자원을 도입하는 시나리오 [A-1]-[A-5]에 따라 초과발전량을 산정하고 그에 따른 재생에너지자원의 이용률, 제약발전률, VRE 발전량 점유율 등을 산정하여 Table 56~60에 나타내었다. 2030년에 VRE 발전원 3 GW를 보급목표로 하는 시나리오는 발전량 점유율을 50 %까지 높일 수는 있지만 풍력 제약률이 28.7~41.3 % 수준으로 초과발전량에 대한 별도의 활용 또는 보상 대책이 없는 한, 풍력사업자의 사업성확보는 도저히 불가능한 수준이다. 2030년까지 VRE 3 GW 도입 시나리오에서 제약률이 가장 낮은 안은 [A-3]이다.

**Table 56** VRE output & constraints rate for [A-1]

Year	Demand [GWh]	WP Output [GWh]	PV Output [GWh]	WP Constraints [GWh]	Wind Power Constraints Rate[%]	VRE Proportion[%]
2022	6623	1340	463	682	33.7	27.2
2023	6874	1942	521	357	15.5	35.8
2024	7105	2086	579	488	19.0	37.5
2025	7343	2694	695	433	13.8	46.1
2026	7596	2856	753	547	16.1	47.5
2027	7857	3012	811	666	18.1	48.7
2028	8103	3253	927	977	23.1	51.6
2029	8348	3464	1043	1318	27.6	54.0
2030	8592	3672	1158	1662	31.2	56.2

**Table 57** VRE output & constraints rate for [A-2]

Year	Demand [GWh]	WP Output [GWh]	PV Output [GWh]	WP Constraints [GWh]	Wind Power Constraints Rate[%]	VRE Proportion[%]
2022	6623	1158	618	550	32.2	26.8
2023	6874	1701	695	243	12.5	34.9
2024	7105	1832	772	348	16.0	36.7
2025	7343	2365	927	288	10.9	44.8
2026	7596	2514	1004	376	13.0	46.3
2027	7857	2656	1081	471	15.1	47.6
2028	8103	2874	1236	726	20.2	50.7
2029	8348	3053	1390	1019	25.0	53.2
2030	8592	3218	1545	1328	29.2	55.4

**Table 58** VRE output & constraints rate for [A-3]

Year	Demand [GWh]	WP Output [GWh]	PV Output [GWh]	WP Constraints [GWh]	Wind Power Constraints Rate[%]	VRE Proportion[%]
2022	6623	941	772	451	32.4	25.9
2023	6874	1413	869	176	11.1	33.2
2024	7105	1524	965	262	14.7	35.0
2025	7343	1980	1158	201	9.2	42.7
2026	7596	2108	1255	269	11.3	44.3
2027	7857	2231	1352	344	13.4	45.6
2028	8103	2414	1545	555	18.7	48.9
2029	8348	2558	1738	805	23.9	51.5
2030	8592	2679	1931	1078	28.7	53.7

**Table 59** VRE output & constraints rate for [A-4]

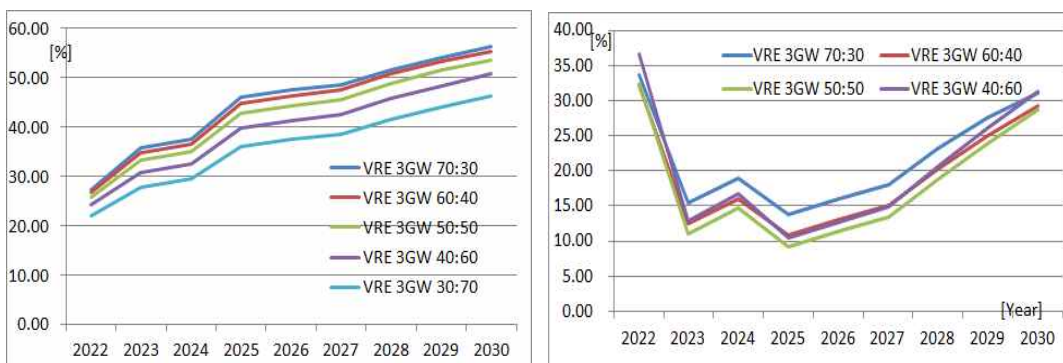
Year	Demand [GWh]	WP Output [GWh]	PV Output [GWh]	WP Constraints [GWh]	Wind Power Constraints Rate[%]	VRE Proportion[%]
2022	6623	683	927	394	36.6	24.3
2023	6874	1075	1043	159	12.9	30.8
2024	7105	1159	1158	233	16.8	32.6
2025	7343	1528	1390	179	10.5	39.7
2026	7596	1627	1506	238	12.8	41.3
2027	7857	1721	1622	301	14.9	42.6
2028	8103	1856	1854	482	20.6	45.8
2029	8348	1959	2085	695	26.2	48.4
2030	8592	2041	2317	928	31.2	50.7



**Table 60** VRE output & constraints rate for [A-5]

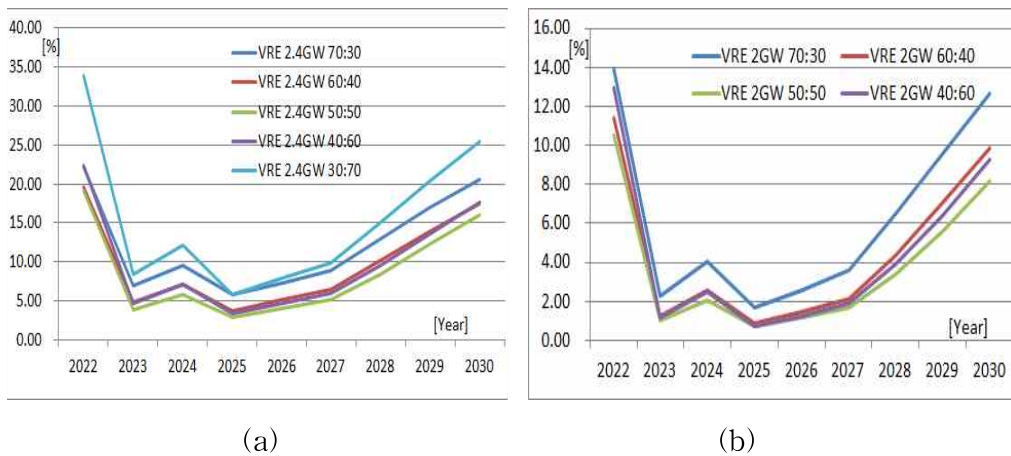
Year	Demand [GWh]	WP Output [GWh]	PV Output [GWh]	WP Constraints [GWh]	Wind Power Constraints Rate[%]	VRE Proportion[%]
2022	6623	376	1081	385	50.6	22.0
2023	6874	700	1216	179	20.4	27.9
2024	7105	745	1352	253	25.4	29.5
2025	7343	1031	1622	204	16.5	36.1
2026	7596	1089	1757	264	19.5	37.5
2027	7857	1145	1892	326	22.2	38.6
2028	8103	1209	2163	498	29.2	41.6
2029	8348	1252	2433	692	35.6	44.1
2030	8592	1280	2703	901	41.3	46.4

재생에너지 발전량 점유율은 풍력발전 설비비중이 높은 경우인 [A-1]안 가장 높지만 발전량 제약률은 풍력태양광 설비용량비율이 50:50인 [A-3]안 일 때가 가장 적다. 시나리오에 따라 연도별 발전량 점유율과 제약률을 Fig. 42에서 그래프로 나타내어 비교하였다. 바람자원이 많은 제주지역에서는 풍력발전 중심으로 VRE 자원 보급계획을 추진할 수밖에 없는 상황이다. 풍력태양광 설비용량비율 60:40의 제약률이 50:50 비율보다는 높지만 큰 차이는 나지 않는다. 그러나 풍력태양광 설비용량비율을 70:30으로 추진하는 경우에는 제약량 손실이 크게 차이를 보인다.



**Fig. 42** VRE output occupancy rate and restraints rate by installation ratio: (a) output occupancy rate, (b) output restraints rate

같은 방법으로 보급목표 용량을 낮춰가며 2030년까지 2.4 GW를 보급목표로 하는 [B-1]-[B-5], 2 GW를 보급목표로 하는 [C-1]-[C-5]에 대해서 초과발전량을 전망하고 발전량 제약률을 분석해 보았다. 시나리오상의 재생에너지 건설용량 목표에 따라 풍력태양광 용량비 70:30, 60:40, 50:50, 40:60, 30:70 순으로 시뮬레이션 하면서 제약발전량이 가장 적거나, 제약비용이 가장 낮은 용량비율을 찾아보았다. 마찬가지로 풍력태양광 용량비 50:50일때가 발전량 제약률이 가장 낮았다.



**Fig. 43** VRE output restraints rate by installation capacities and installation ratios: (a) scenario [B-1]-[B-5], (b) scenario [C-1]-[C-4]

풍력태양광 용량비율에 영향을 미치는 가장 큰 영향요소는 풍력, 태양광 발전원의 이용률이다. VRE 이용률 실적을 바탕으로 예상 이용률의 Case를 달리 하고, 재생에너지 건설 목표량에 따라 용량비율을 달리하면서 최적 해를 찾을 때까지 시뮬레이션을 반복해야 한다. 위 시뮬레이션에 적용한 이용률은 2018년 풍력 실적 이용률을 적용하여 육상풍력 23%, 해상풍력 30%였으며, 태양광 발전이용률은 2017년 이용률을 적용한 14.7%였다. 2017년 육상 풍력이용률을 22.6%, 2018년 태양광 이용률을 13.9% 변경하여 적용한 경우에도 풍력태양광 용량비 50:50의 경우가 가장 낮은 초과발전 제약률을 보이는 것으로 나타났다.

풍력태양광 최적 설비용량비는 전력수요 패턴의 변화와 향후 기후변화에 따라 달라질 수 있으므로 VRE 자원의 성능변화를 반영하여 지속적으로 시뮬레이션 해 볼 필요가 있다.

2) 매출 및 수익성 분석

2030년까지 3GW 재생에너지 자원을 도입하는 시나리오 [A-1]-[A-5]에 대하여 이용률 변화, 설비용량 1MW당 매출 및 매출감소율, 1MW당 수익감소율을 전망하여 보았다. 매출을 산정하기 위한 전제조건으로 SMP는 100 원/kWh, REC 가격은 50 원/kWh를 적용하여 육상풍력 및 태양광 전력판매가격(SMP+REC)은 150 원/kWh, 해상풍력발전 전력판매가격은 200 원/kWh를 기준으로 하여 산정하였다.

수익은 풍력발전단지가 제약 없이 정상 운전 되었을 때 매출액의 8%를 수익으로 가정하였고, 초과발전에 따른 손실금을 차감하여 수익을 산정하였다. [A-1]-[A-5] 시나리오에서 모든 풍력발전사업자의 수익은 발생하지 않았다.

**Table 61** Sales revenue & profit for [A-1]

	Utilization Ratio[%]		Sales Revenue/MW [million W]		Reduction Rate of Sales Revenue [%]		Profit/MW [million W]	
	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore
2022	15.24	19.88	180	363	40.38	30.91	-98	-120
2023	19.43	25.35	245	450	18.76	14.36	-32	-33
2024	18.64	24.31	232	433	23.11	17.69	-46	-51
2025	19.82	25.85	250	457	17.08	13.07	-27	-27
2026	19.31	25.18	242	446	19.90	15.24	-36	-38
2027	18.84	24.57	234	435	22.52	17.24	-44	-49
2028	17.69	23.07	215	409	28.91	22.13	-63	-74
2029	16.66	21.73	197	386	34.65	26.53	-80	-97
2030	15.83	20.65	183	367	39.34	30.12	-95	-116

**Table 62** Sales revenue & profit for [A-2]

	Utilization Ratio[%]		Sales Revenue/MW [million W]		Reduction Rate of Sales Revenue [%]		Profit/MW [million W]	
	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore
2022	15.60	20.34	187	373	37.93	29.04	-90	-111
2023	20.12	26.24	257	466	14.93	11.43	-21	-18
2024	19.33	25.21	244	448	19.23	14.72	-34	-35
2025	20.50	26.74	262	472	13.27	10.16	-16	-11
2026	20.00	26.09	254	461	15.99	12.24	-24	-22
2027	19.54	25.48	246	451	18.56	14.21	-32	-33
2028	18.36	23.95	226	425	25.06	19.18	-51	-59
2029	17.24	22.49	207	400	31.28	23.95	-70	-84
2030	16.28	21.24	191	378	36.66	28.07	-87	-105

**Table 63** Sales revenue & profit for [A-3]

	Utilization Ratio[%]		Sales Revenue/MW [million ₩]		Reduction Rate of Sales Revenue [%]		Profit/MW [million ₩]	
	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore
2022	15.56	20.29	189	375	37.32	28.58	-89	-108
2023	20.46	26.68	263	474	12.94	9.91	-15	-10
2024	19.62	25.60	249	456	17.37	13.30	-28	-28
2025	20.88	27.24	268	481	11.08	8.48	-09	-3
2026	20.40	26.60	260	470	13.72	10.51	-17	-13
2027	19.93	25.99	253	460	16.29	12.47	-25	-24
2028	18.70	24.39	232	433	22.99	17.60	-45	-50
2029	17.49	22.82	212	406	29.65	22.70	-65	-77
2030	16.40	21.39	194	382	35.71	27.34	-84	-102

**Table 64** Sales revenue & profit for [A-4]

	Utilization Ratio[%]		Sales Revenue/MW [million ₩]		Reduction Rate of Sales Revenue [%]		Profit/MW [million ₩]	
	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore
2022	14.59	19.03	179	362	40.75	31.20	-99	-122
2023	20.04	26.14	258	467	14.63	11.20	-20	-17
2024	19.14	24.97	243	448	19.33	14.80	-34	-36
2025	20.59	26.85	264	476	12.37	9.47	-13	-8
2026	20.07	26.17	256	465	15.16	11.60	-22	-19
2027	19.57	25.53	248	454	17.83	13.65	-30	-30
2028	18.26	23.82	227	425	24.93	19.09	-51	-58
2029	16.98	22.14	205	397	31.98	24.49	-72	-87
2030	15.81	20.63	186	371	38.42	29.42	-92	-1.13

**Table 65** Sales revenue & profit for [A-5]

	Utilization Ratio[%]		Sales Revenue/MW [million ₩]		Reduction Rate of Sales Revenue [%]		Profit/MW [million ₩]	
	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore
2022	11.37	14.83	141	312	53.13	40.68	-136	-172
2023	18.31	23.89	235	437	22.00	16.84	-42	-46
2024	17.17	22.39	217	413	27.96	21.40	-60	-70
2025	19.20	25.05	245	450	18.75	14.35	-32	-33
2026	18.51	24.15	234	435	22.41	17.16	-43	-48
2027	17.90	23.34	224	422	25.74	19.71	-54	-62
2028	16.29	21.24	198	387	34.40	26.33	-80	-96
2029	14.81	19.32	174	355	42.47	32.52	-104	-129
2030	13.50	17.61	152	325	49.75	38.09	-126	-158

[A-1]-[A-5] 시나리오 모두 이용률 및 매출, 수익 감소가 큰 폭으로 나타났으며 시나리오 [A]중에서 매출은 [A-1]이 가장 낮았고, [A-3]이 가장 높았다. 같은 방법으로 보급목표 용량을 낮춰가며 2030년까지 2.4 GW를 보급목표로 하는 [B-1]-[B-5]안과 2 GW를 보급목표로 하는 [C-1]-[C-5]에 대해서 초과발전량을 전망하고 설비 1 MW당 매출과 1 MW당 수익을 분석해 보았다.

[A-1]-[A-5], [B-1]-[B-5], [C-1]-[C-5] 모든 시나리오에서 재생에너지 발전사업자가 수익을 올리는 것은 불가능한 것으로 나타났고 매출감소가 가장 작은 풍력태양광 비율은 50:50 인 것으로 Fig. 44에서와 같이 나타났다. 또한 VRE 설치 용량이 많아짐에 따라 Fig. 45에서와 같이 발전량 매출과 수익은 감소했다.

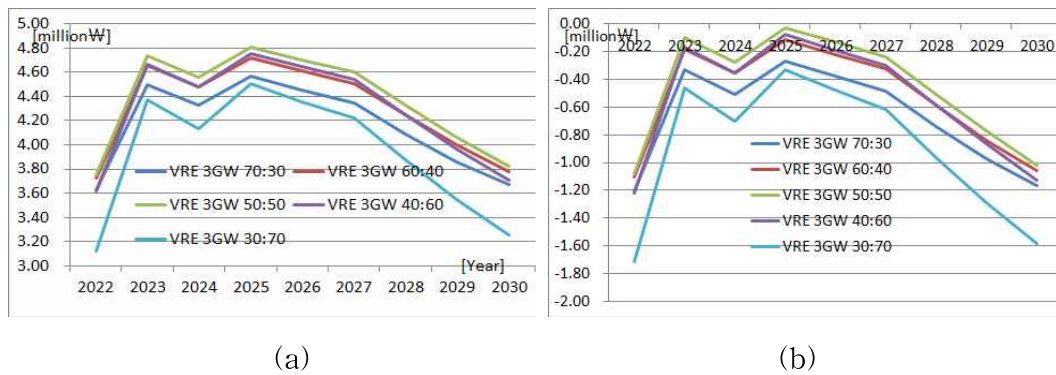


Fig. 44 VRE sales revenue and profit per 1MW installed capacity according to WP:PV installation ratios: (a) VRE sales revenue, (b) VRE profit

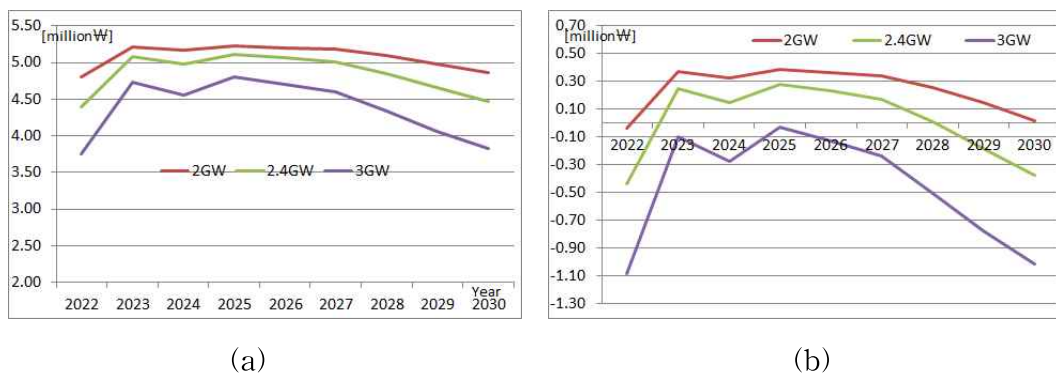


Fig. 45 Sales revenue & profit per 1MW installed capacity according to installation capacities: (a) VRE sales revenue, (b) VRE profit

3) 연도별 수용 한계용량 산정

2022년부터 2030년까지 제주 전력계통에서의 적정 VRE 한계용량을 검토하기 위하여 VRE 자원용량을 100 MW 단위로 증가시키면서 시뮬레이션 하여 발전량 제약률이 0.5 % 범위 내에서 운영되도록 하여 Table 66에 나타내었다.

**Table 66** The optimal capacity of VRE with minimum constraint

Year	VRE Capacity [MW]	Demand [GWh]	WP Output [GWh]	PV Output [GWh]	WP Constraints [GWh]	WP Constraints Rate[%]	VRE Proportion[%]
2022	500	6623	472	322	2	0.43	11.96
2023	840	6874	919	541	5	0.49	21.17
2024	850	7105	932	547	5	0.49	20.75
2025	1160	7343	1339	747	6	0.48	28.32
2026	1190	7596	1379	766	6	0.47	28.15
2027	1220	7857	1418	785	7	0.47	27.96
2028	1260	8103	1471	811	7	0.50	28.07
2029	1290	8348	1510	830	7	0.49	27.95
2030	1320	8592	1550	850	8	0.49	27.84

초과발전으로 풍력발전 제약량이 증가함에 따라 제주 육지간 연계선로를 이용한 역송 방안을 강구하고 있지만 2019년 9월 현재 연계선로에 의한 육지계통으로 역송 시운전이 완료되지 않은 상황이다. 위 시뮬레이션에서는 2023년에 제3연계선이 준공되어 육지계통으로 200 MW 송전을 시작하고, 2025년부터는 400 MW 송전용량을 증대시키는 것으로 가정하였다. 제주 전력계통에서의 VRE 발전제약률 0.5 % 미만으로 수용 가능한 VRE 최적용량은 Table 67과 같다.

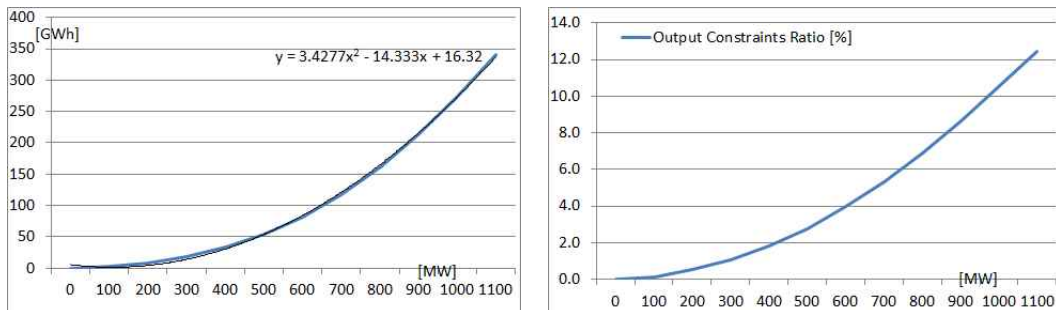
**Table 67** The optimal capacity of VRE in Jeju power grid

Optimal Scenario	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
WP [MW]	250	420	425	580	595	610	630	645	660
PV [MW]	250	420	425	580	595	610	630	645	660
Total [MW]	500	840	850	1160	1190	1120	1260	1290	1320

## V. 결과 고찰

### 1. 재생에너지 수용 한계용량 증대 방안

VRE 자원용량이 적정 수용한계용량을 초과한 이후 설비 증설용량과 한계용량 초과량과의 상관관계를 분석해 보았다. 용량증설에 따른 한계용량 민감도 분석 결과로 평균전력수요가 981 MW인 2030년 제주 전력계통에서 초과발전량이 발생하지 않는 VRE 설비용량 1,125 MW에서 100 MW씩 설치용량을 추가하면서 그 제약발전량을 평가하여 Fig. 46에 나타내었다. 발전량 제약이 발생하지 않는 VRE 설비용량에서 처음 100 MW 증설시 발전 제약률은 0.2 %였으며 400 MW 증설 시에는 1.8 %, 800 MW 증설 시에는 6.9 %로 초기 100 MW 증설 시보다 증설용량을 키워 갈수록 제약발전량이 급격하게 증가하였다.



**Fig. 46** Output constraints and rate according to VRE installation capacity expansion: (a) output constraints, (b) constraints rate

또한 초과발전량이 발생하지 않는 VRE 설비용량 1,125 MW에서 100 MW씩 증설함에 따라 발전량 제약을 받는 해상풍력사업자의 발전량 매출과 수익 변화율을 Fig. 47로 나타내었다. 발전량 제약에 따라 매출감소 또한 같은 비율로 VRE 증설량이 많아질수록 급격하게 감소했으며, 수익률 감소는 더욱 빠르게 하락하여 설비용량 900 MW를 초과 증설하여 총용량 2 GW이상 운영하는 경우에는 VRE 발전사업 수익이 발생하지 않는 것으로 나타난다.

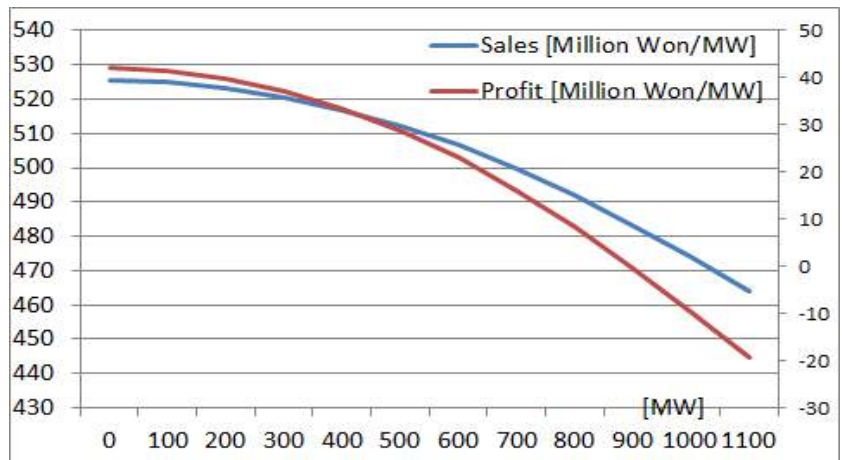


Fig. 47 Sales revenue and profit according to VRE installation capacity expansion

앞서 제주 전력계통의 연도별 수용 한계용량 산정에서 2030년 VRE 제약률 0.5 % 수준을 고려하여 제약이 발생하지 않는 VRE 한계용량 1,125 MW보다 약 200 MW 많은 1,320 MW를 제시하였다. VRE 자원의 한계용량 초과 증설시 초반 증설분의 제약률은 높지 않다는 민감도 분석 결과를 활용하여 제주 전력계통에서 에너지저장장치 200 MW를 운영한다면, 2030년 적정 설비용량으로 제시한 1,320 MW에서 200 MW의 VRE 자원을 증설하여 1,520 MW로 운영하여도 VRE 발전량 제약률을 0.5%에서 유지할 수 있게 된다. 이 때 ESS는 VRE자원의 초과발전량이 발생하는 시간에 충전하고 그 외 시간에 방전되도록 운영되어야 한다.

제주계통에 재생에너지 자원 용량증설에 따라 하루 중 초과발전량이 주로 발생하는 시간은 Fig. 18에서와 같이 태양광발전 출력과 풍력발전 출력이 겹치는 낮 시간대였다. 주로 소규모로 설치되는 태양광 발전설비는 계통운영자 지시에 따라 원격으로 출력제어가 불가능하여 초과발전량이 발생하는 낮 시간에는 ESS에 충전하고 수요가 높은 시기에 방전되도록 자동 설정되어야 한다. 현재, 태양광발전설비에 연계된 ESS에 대해 오전 10시~16시에 충전하고 그 이외의 시간에 방전하는 전력에 대해 신재생에너지공급인증서(REC)를 높은 가중치를 부여하도록 하고 있다. 신재생발전사업 허가기관인 제주도는 VRE 자원의 전력계통 수용용량 증대와 VRE 발전원의 효율적 활용을 위해 VRE 용량대비 일정비율의 에너지저장장치 운영을 적극 고려하여야 한다.



초과발전량에 대한 발전량 제어는 전력계통운영자에 의해 원격으로 제어가 가능한 풍력발전단지에 대해 이루어진다. 현재 제주지역에서 풍력발전사업자는 출력 제어의 의무를 지고 있으나 태양광 발전설비는 기술적 이유로 제어의 의무를 부여하고 있지 않다. 신재생발전사업 허가기관인 제주도는 제어의 의무는 풍력발전사업자에게 부여하고, 일정 비율의 에너지저장장치 설치 의무는 태양광발전사업자에게 부여하는 방법도 고려해 볼 필요가 있다. 에너지저장장치의 적정 용량 비율에 관하여 연구논문 “재생에너지의 전력계통 수용 증대를 위한 ESS 방안”으로 제시한 바 있다. 이 논문에서 ESS 용량은 풍력발전 설비용량의 15% 수준에서 한계용량 증대효과가 가장 큰 것으로 분석하였다[31].

## 2. 연도별 수용 한계용량 결정

앞서 살펴본 바와 같이 2022년부터 2030년까지 제주계통에서 효율적으로 운영 가능한 VRE 수용 한계용량을 재검토하기 위하여 2030년까지 발전량 제약률이 2% 범위 내에서 운영되도록 100 MW 단위 증설 시뮬레이션을 통하여 검토하였다. 연도별 최적 재생에너지 설비용량 검토결과는 Table 67과 같으며 2030년 기준 VRE 설비용량 1.5 GW가 적정한 것으로 검토되었다. 다만, 연계선로를 통한 육지 계통으로 초과발전량을 송전하는 시기가 빨라진다면 그 만큼 증설용량을 앞당겨 조정할 수 있다. 신재생사업자 수익성 악화에 대비하여 ESS 설치를 의무화하거나, 발전공기업 또는 제주에너지공사 등을 통하여 별도의 ESS 발전사업자를 운영한다면 2%이내의 발전량 제약문제는 해소할 방안을 찾을 수 있다.

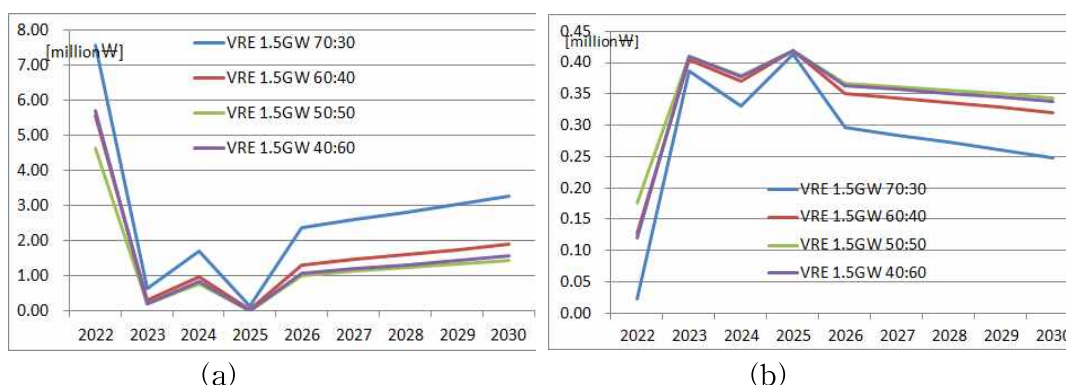
**Table 68** The optimal VRE installation capacity by reflecting the solution of constraint problem using ESS

Optimal Scenario		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
D-3	WP [MW]	350	400	450	500	650	675	700	725	750
	PV [MW]	350	400	450	500	650	675	700	725	750
	Total [MW]	700	800	900	1000	1300	1350	1400	1450	1500

Table 68에서 2022년도는 2019년 현재 제주 전력계통에서 501 MW VRE 발전원이 운영되고 있고 곧 연계될 현실적 용량을 고려하여 700 MW가 운영되는 것으로 하였다. 연도별 VRE 최적용량에 대하여 각 VRE 발전량, 풍력 제약률, VRE 발전량 점유율을 Table 69에 나타내었다. 여기서 시나리오 [D-3]의 의미는 2030년 기준 VRE 설비용량 [D] 1.5 GW, 풍력태양광 용량비 50:50을 의미한다. 모든 시나리오에서 제약발전량, 매출, 수익 등에 대해 50:50의 풍력태양광 비율이 가장 우수한 것으로 나타난 바와 같이 D시나리오에서도 Fig. 48과 같이 가장 우수한 것으로 평가되었다.

**Table 69** VRE output & constraints rate for [D-3]

Year	Demand [GWh]	WP Output [GWh]	PV Output [GWh]	WP Constraints [GWh]	Wind Power Constraints Rate[%]	VRE Proportion[%]
2022	6623	692	451	43	5.8	17.3
2023	6874	864	515	2	0.2	20.1
2024	7105	989	579	9	0.9	22.1
2025	7343	1129	644	0	0.0	24.1
2026	7596	1506	837	17	1.1	30.8
2027	7857	1569	869	20	1.3	31.0
2028	8103	1632	901	23	1.4	31.3
2029	8348	1695	933	26	1.5	31.5
2030	8592	1758	965	29	1.6	31.7



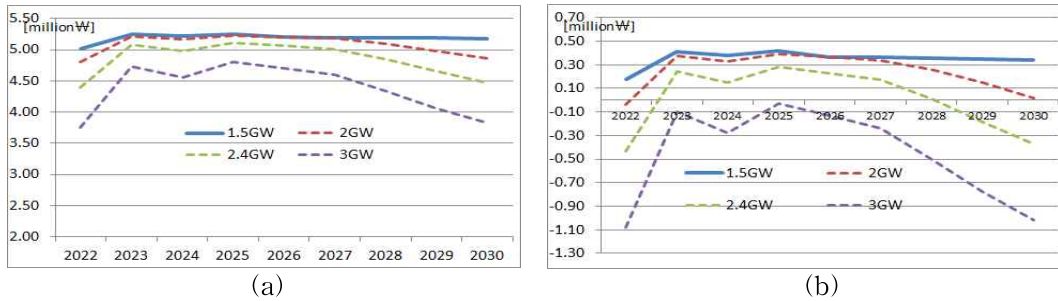
**Fig. 48** Sales revenue and profit per 1MW installed capacity according to WP:Pv installation ratio: (a) reduction of sales revenue, (b) reduction of profit

최적용량 시나리오에 따른 설치용량 1 MW당 매출 및 수익은 Table 70과 같으며, 2030년 설치용량 1 MW당 수익은 육상풍력 0.18억원, 해상풍력 0.34억원 수준이다.

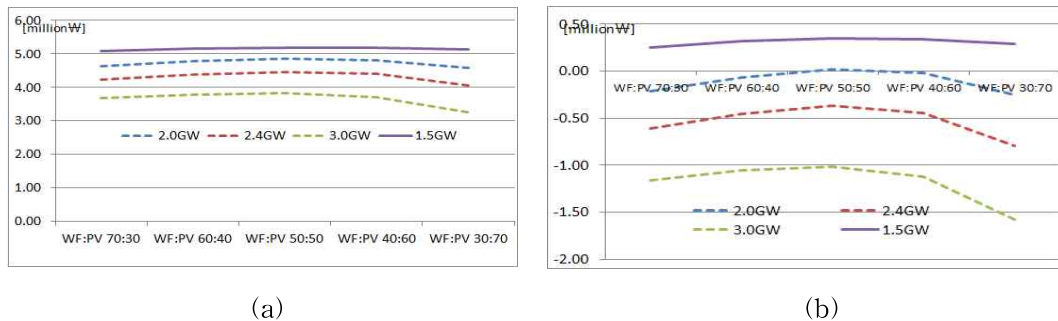
**Table 70** Sales revenue & Profit for [D-3]

	Utilization Ratio[%]		Sales Revenue/MW [millionW]		Reduction Rate of Sales Revenue [%]		Profit/MW [millionW]	
	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore	on shore	off shore
2022	21.66	28.25	283	501	6.08	4.65	6	18
2023	22.95	29.93	301	525	0.25	0.19	23	41
2024	22.79	29.73	299	522	1.00	0.77	21	38
2025	23.00	29.99	302	526	0.02	0.02	24	42
2026	22.74	29.66	298	520	1.33	1.02	20	37
2027	22.71	29.62	297	520	1.49	1.14	20	36
2028	22.68	29.59	297	519	1.61	1.24	19	36
2029	22.66	29.55	297	519	1.76	1.34	19	35
2030	22.63	29.52	296	518	1.90	1.45	18	34

풍력태양광 최적용량비로 설치용량 1 MW당 매출액과 수익률을 Fig. 49로 비교하였다. 최적용량 시나리오(D)는 매출감소와 수익감소가 거의 없음을 알 수 있다. 2030년 기준 용량 및 용량비 시나리오별 매출과 수익을 Fig. 50으로 비교하였다.



**Fig. 49** Sales revenue and profit per 1MW installed capacity according to installation capacity expansion: (a) sales revenue, (b) profit



**Fig. 50** Sales revenue and profit per 1MW installed capacity according to installation capacity expansion in 2030: (a) sales revenue, (b) profit

## VI. 결론

제주 전력계통에 태양광 발전자원이 빠른 속도로 연계되면서 초과발전에 의한 풍력발전량 제약사례가 급증하고 있어 VRE 발전원에 대한 적정 수용한계용량 설정에 관한 기준마련이 시급한 상황이다. 본 논문에서는 지역 내 VRE 자원이 급증하는 상황에서 외부 전력계통과는 송전한계를 갖거나 직류연계에 의한 독립적인 전력계통 운영이 불가피한 지역계통에서 VRE 자원의 수용 한계용량과 최적의 풍력태양광 용량비율 설정 방법을 검토 분석하였다.

본 논문에서의 수용한계용량 산정방법은 출력변동성이 크고, 불연속적인 VRE 자원의 전력계통 연계에 따른 대응전략으로 ① 가시성 확보, ② 유연성 자원 확보, ③ 재생에너지 발전량 예측시스템 구축, ④ 풍력발전량제어시스템 구축 등 4가지 대응전략이 지역 계통에서 잘 운영될 것이라는 것을 전제로 한다. VRE 자원의 수용한계를 산정하기 위한 기본 산식은 지역 전력계통 내에서의 최우선 발전순위를 가진 VRE의 발전 가능용량 범위다. VRE 자원도 전력수요를 초과하여 공급할 수 없을 뿐만 아니라 외부계통으로의 송전한계와 전력계통의 안정운영을 위해 중앙급전발전기의 최소부하 운전이 가능해야하기 때문이다. VRE 자원의 발전 가능용량 범위를 찾기 위한 절차는 ① 중장기 전력수요 분석 및 전망 ② VRE 발전량 분석 및 전망 ③ 순수요 계산 및 분석 ④ VRE 초과발전량 계산 순으로 이루어진다. 순수요 분석결과를 바탕으로 ⑤ 계통안정성을 검토하고, 초과발전량 계산 결과를 바탕으로 VRE 발전 제약량을 산출한다. VRE 자원의 수용한계용량을 결정하기 세부 절차별 주요 시사점은 다음과 같다.

가. 중장기 수요전망은 연도별 실적데이터를 바탕으로 요일특성이 반영되도록 요일 보정을 한 후, 연도별 수요증가율 추세함수를 이용하여 중장기 수요를 전망한다.

나. VRE 발전량 전망을 위한 풍력발전과 태양광발전 이용률은 평년기후 또는 향후 기후변화를 반영할 만한 연도의 시간단위 이용률 실적을 적용하여 재

생에너지 보급 용량 시나리오에 따라 시간단위로 VRE 발전량을 전망한다. 주의할 점은 평균값 적용으로 재생에너지 자원 고유의 시간단위 변동성 특성을 깨뜨려서는 안 된다.

- 다. 순수요 전망은 수요전망 데이터에서 VRE 발전량 전망자료를 차감하여 계산한다. VRE 발전원 증가에 따른 피크시기와 경부하시기의 부하특성의 변화를 검토한다. 태양광 발전에 의해 Duck Curve 현상이 두드러지는 경부하시기를 체크하고, 동·하계 피크기간 중의 VRE 발전량 점유율 등 계통 안정성 검토대상 시기를 체크한다.
- 라. 순수요로부터 부하수준별 중앙급전발전기 최소운전조건과 연계선로 송수전 한계용량을 고려하여 초과발전량과 풍력발전 제약률을 산정한다. 초과발전량에 의한 제약률은 VRE 사업자의 경제적 손실로서 VRE 용량 및 풍력태양광 용량비율 시나리오에 따라 제약이 발생하지 않는 최적 시나리오를 탐색한다.
- 마. 제주계통에 연계된 변동성 재생에너지 발전원인 풍력과 태양광발전 설비용량비는 같은 비율로 설치되었을 때 초과발전량을 최소화하고 가장 높은 수익을 얻을 수 있는 것으로 분석되었다. 그러나 VRE 자원의 성능변화와 기후환경 변화에 따른 이용률 변화, 전력수요 패턴의 변화에 따라 달라질 수 있으므로 풍력태양광 용량비 시뮬레이션은 지속적으로 재분석하여야 한다.
- 바. 중장기 전력수요와 재생에너지 용량 시나리오에 대해 상정고장 발생 시 정상주파수 유지조건을 만족하고 있음을 확인하였다. 다만, 계통고장 파급으로 소규모 태양광 발전설비 대거 탈락 시 공급부족에 의한 정전발생가능성이 있기 때문에 관련규정 마련이 시급하다.
- 사. 재생에너지설비 용량증설에 따른 한계용량 민감도 분석결과 제약이 발생하지 않는 경계점에서 초반 증설용량에서는 제약량이 크게 증가하지 않는 점

을 활용하여 적정 제약률 범위 내에서 VRE 자원 증설용량을 결정한다.

본 논문의 결론은 VRE 제약발전량에 대한 별도의 보상방안이 없는 현재의 제주 계통운영 환경에서 제주도가 목표로 하는 설비용량 3.8 GW의 VRE 설비용량을 수용하는 것은 불가능하며, 현실적인 목표로는 1.5 GW의 VRE 자원을 풍력태양광 용량비 50:50으로 설치하고 초과발전량 완화를 위해 200 MW 이상의 ESS가 운영되어야 한다는 것이다. 본 논문에서는 현재 수준의 대응전략을 전제로 하여 재생에너지 수용한계 설정 방법을 수립하였지만 향후 VRE 자원의 전력계통 수용 한계를 높이는 방향으로 신재생 정책변화와 제도개선, 전력시장제도 개선 등이 이루어질 것으로 전망한다. 이러한 정책과 시장제도가 만들어지는 대로 VRE 자원 연계용량 증설에 대한 민감도 분석을 통하여 재생에너지 수용한계용량 산정방법을 지속적으로 보완할 필요가 있다. 변동성 재생에너지자원의 수용한계용량을 늘여가기 위해서는 보조서비스시장 확대와 실시간 전력시장제도 도입 등을 통한 유연성자원 확보, 소규모 전력중개시장과 수요자원 시장 활성화 등이 시급하다.

## 참고문헌

- [1] 산업통상자원부, “제8차 전력수급기본계획,” 2018
- [2] 산업통상자원부, “재생에너지 3020 이행계획(안),” 2017
- [3] 제주특별자치도, “CFI 2030 정책의 제8차 국가 전력수급기본계획 반영근거 마련,” Jul. 2017
- [4] 에너지경제연구원, “에너지자립도 실행을 위한 신재생에너지 통합보완 CFI 2030계획 수정보완 용역보고서” 요약본 및 발표자료
- [5] Ho-San Myung and Se-Ho Kim, “The Study on the Method of Distribution of Output According to Power Limit of Renewable Energy,” IKEEE, vol. 23, no. 1, pp. 173-180, Mar, 2019.
- [6] 한국전력공사, “제주계통의 풍력설비 한계운전용량 및 계통운영방안 연구,” Jul. 2008
- [7] 제주특별자치도, “제주지역 전력계통 접속한계용량 증대 및 안정화 방안 마련,” Nov, 2015
- [8] IEA(International Energy Agency), “Getting Wind and Sun onto the Grid,” p. 8, 2017
- [9] Hyeong-Taek Kim, Ho-San Myung and Se-Ho Kim, “A Study on the Maximum Penetration Limit of Wind Power Considering Output Limit of WTGs,” KSES, vol. 31, no. 6, pp. 23-31, Dec, 2011.
- [10] Ho-San Myung, “Analysis on Effect of the Operational Limit of Wind Power in Jeju by the Large Scale ESS,” Jeju National University Master’s Thesis, Feb, 2013.
- [11] REN21, “Renewables 2018 Global Status Report,” pp. 69-124, 2018
- [12] 한국수출입은행 해외경제연구소, “2018년 4분기 태양광산업 동향,” p. 1, Feb, 2019
- [13] REN21, “Renewables 2018 Global Status Report,” p. 209, 2018
- [14] 제주특별자치도, “2030 해상풍력 2GW 개발 세부계획 수립,” Oct. 2014

- [15] Bloomberg NEF, “Who Supplied the World’s Solar Market in 2017?,” p. 11, Jun, 2018
- [16] Bloomberg NEF, “2018 PV Manufacturing Overview: from Polysilicon to Module,” pp. 1-15, Sep, 2018
- [17] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2017”, p 34, p 72, Jan, 2018
- [18] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2017”, p 94, p 72, Jan, 2018
- [19] IEA(International Energy Agency), “Getting Wind and Sun onto the Grid,” p. 14, 2017
- [20] IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016
- [21] IEA(International Energy Agency), “Getting Wind and Sun onto the Grid,” p. 15, 2017
- [22] Chang-Soo Kim and Da-Yeon Jung., “The Effect of Renewable Generation Expansion on Net Load Variability,” KIEE, vol. 2018, no. 11, pp. 218-220, Nov, 2018.
- [23] California ISO, “Impacts of renewable energy on grid operations,” May, 2019
- [24] International Energy Agency), “Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility,” May, 2019
- [25] Akrami, A., Doostizadeh, M., and Aminifar, F., “Power System Flexibility: an Overview of Emergence to Evolution,” Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 7, no. 5, pp. 987-1007, May, 2019.
- [26] IEA(International Energy Agency, “Getting Wind and Sun onto the Grid”, pp. 15-17, 2017
- [27] Lund, PD., Lindgren, J., Mikkola, J., Salpakari, J., “Review of Energy System Flexibility Measures to Enable High Levels of Variable Renewable Electricity,” Renewable and Sustainable Energy Reviews,



vol. 45, pp. 785-807, May, 2015.

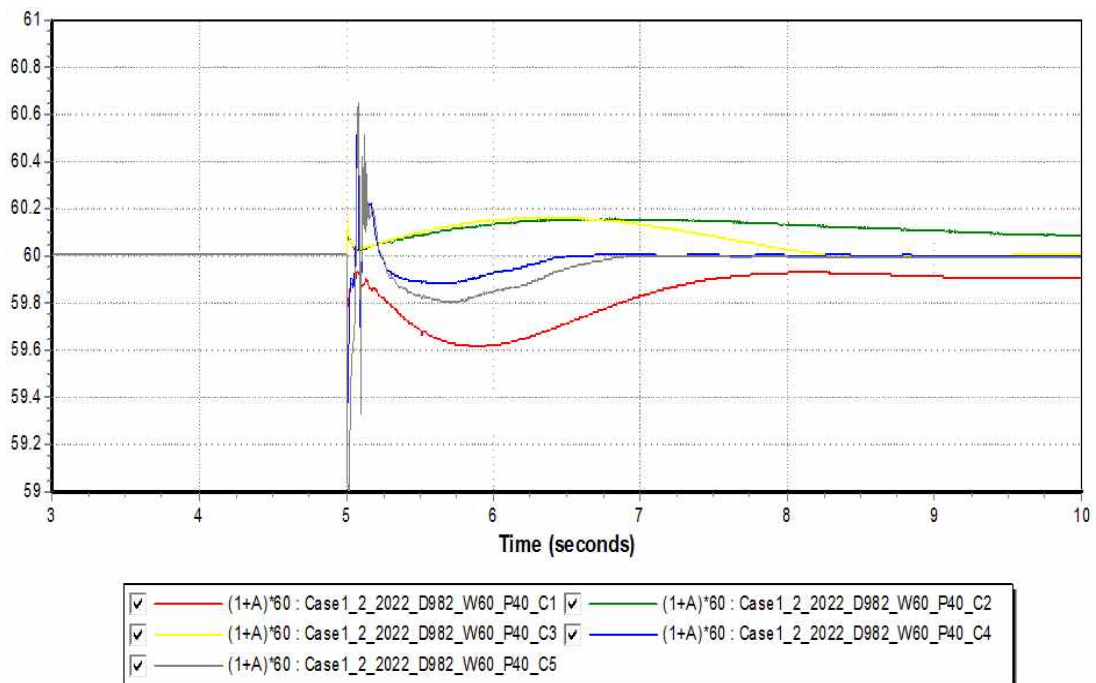
- [28] Lawrence E. Jones, "Strategies and Decision Support Systems for Integrating VER in Control Centers for Reliable Grid Operations," AREVA Federal Services LLC, p.25, 2012
- [29] Cochran, J., Miller, M., Zinaman, O., Milligan, M., Arent, D., Palmintier, B., O'Malley, M., Mueller, S., Lannoye, E., Tuohy, A., Kujala, B., Sommer, M., Holttinen, H., Kiviluoma, J., and Soonee, S. K. "Flexibility in 21st Century Power Systems," United States: NREL, 2014
- [30] 에너지경제연구원, "신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구," 2017
- [31] Kim, Y. H and Myung, H. S N. H Kang, C. W Lee, M. J Kim, S. H Kim, "Operation Plan of ESS for Increase of Acceptable Product of Renewable Energy to Power System," KIEE, vol. 67, no. 11, pp. 1401-1407, 2018
- [32] Yeong-Hwan Kim and Se-Ho Kim, "Increasing Effect Analysis of the Wind Power Limit Using Energy Storage System in Jeju-Korea," KSES, vol. 34, no. 1, pp. 81-90, Feb, 2014.
- [33] Yuri V. Makarov, Pengwei Du, Michael C. W. Kintner-Meyer, Chunlian Jin, and Howard F. Illian, "Sizing Energy Storage to Accommodate High Penetration of Variable Energy Resources," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, no. 1, pp. 34-40, Dec, 2011.
- [34] Akin Tascikaraoglu, "Impacts of Accurate Renewable Power Forecasting on Optimum Operation of Power System," Butterworth-Heinemann, Dec, 2017
- [35] Rogers, J., Fink, S. and Porter, K. "Examples of Wind Energy Curtailment Practices," US National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Jan, 2010
- [36] Bird, L., Cochran, J. and Wang X, "Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States," US

- National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Mar, 2014
- [37] Denholm, P., O'Connell, M., Brinkman, G. and Jorgenson, J, "Overgeneration from Solar Energy in California. A Field Guide to the Duck Chart," US National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Nov, 2015
- [38] P. Denholm, T. Mai, "Timescales of Energy Storage Needed for Reducing Renewable Energy Curtailment," Renewable energy, vol. 130, pp. 388-399, 2019.
- [39] NREL, "Wind and Solar Energy Curtailment : Experience and Practice in the United States," pp. 16-27, Mar. 2014
- [40] 산업통상자원부, "전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준(신뢰도 고시)", 제2조(용어의 정의) 20. 및 제13조(비상상황) ③, 2019
- [41] 한국전력공사, "송배전용 전기설비 이용규정", [별표6] 신재생발전기 계통 연계기준 3. 송전용전기설비 접속기준, 2019
- [42] Hannele Holttinen and Ritava Hirvonen, "Power System Requirements for Wind Power," John Wiley and Sons, 2005
- [43] Giz, "Variable Renewable Energy Forecasting - Integration into Electricity Grids and Markets," 2015
- [44] IRENA, "Innovation Landscape For A Renewable-Powered Future," pp. 66-70, Feb, 2019
- [45] Chang-Woo Lee, Se-Ho Kim, and Yeong-Hwan Kim, "Minimization of Renewable Energy Output Limits and Reduction Methods," KIIEE, Dec. 2019
- [46] 이정호, 정선호, 강남호, 김지환, "풍력발전 출력제어 해외사례와 제주지역 현황 및 대책", 2019년도 대한전기학회 전력계통, 전력경제, 전력계통보호 및 자동화연구회 합동 춘계학술대회 논문집, Apr, 2019
- [47] Ho-San Myung and Se-Ho Kim, "Analysis of the Load Contribution of Wind Power and Photovoltaic Power to Power system in Jeju," KSES, vol. 38, no. 1, pp. 13~14, 2012

- [48] International Renewable Energy Agency, "Power System Flexibility for the Energy Transition," Nov, 2018
- [49] 한국전력거래소, "제주지역 비중양급전 발전기 품질측정 및 계통영향 분석 연구," 2005
- [50] 한국에너지공단 신재생에너지센터, "고정가격계약 경쟁입찰제도 공고", Mar, 2019.
- [51] Yeong-Hwan Kim and Se-Ho Kim "Increasing Effect Analysis of the Wind Power Limit Using Energy Storage System in Jeju-Korea," KSES, Vol. 34, pp. 81-90, Jan, 2014.
- [52] Chang-Woo Lee, Min-Jae Kim and Se-Ho Kim, "Analysis of the ratio of Wind and Solar Power with Minimum Power Limit," Proc. of Jeju Conference on IT & Power Engineering 2019, pp. 49-51, 2019.

## 부 록

2030년까지 VRE 보급시나리오 중 [B-2] 및 [B-3]에 대해 상정고장 등에 대하여 “전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준”에 따라 상정고장 발생 시 정상주파수 유지조건 만족여부를 검토하였다. 검토대상 상정고장은 Table 50의 발전기 2기 고장, 제1연계선로 2회선 동시고장, 제3연계선 2회선 동시고장, 서제주변환소 2모선 동시고장, 남제주화력발전소 2모선 동시고장 등이다. 상정고장 검토를 위하여 VRE 보급시나리오 [B-2]는 2030년까지 VRE 2 GW, 풍력 60 % 태양광 40 % 비율로 설치하여 전력수요 및 VRE 발전량 배분은 Table 51과 같고, VRE 보급시나리오 [B-3]는 2030년까지 VRE 2 GW, 풍력 태양광 풍력 50 % 태양광 50 % 비율로 설치하여 전력수요와 VRE 발전량 배분은 Table 52와 같다. 2022년, 2023년, 2025년, 2028년, 2029년, 2030년에 대하여 동·하계 피크시기 및 가을 경부하시기에 대한 상정고장을 검토한 결과 모든 상정고장에 대하여 정상주파수 유지조건을 만족하는 것으로 나타났다.



**Fig. A-1** Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2022 Jan. WP 60 %, PV 40 %]

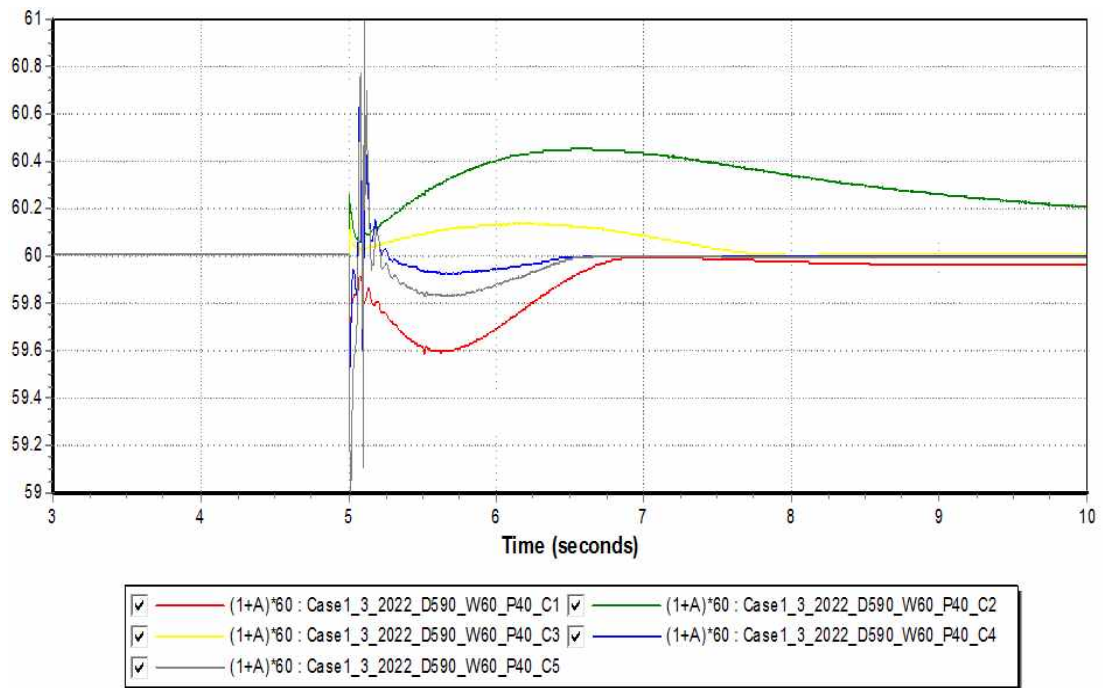


Fig. A-2 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2022 Oct. WP 60 %, PV 40 %]

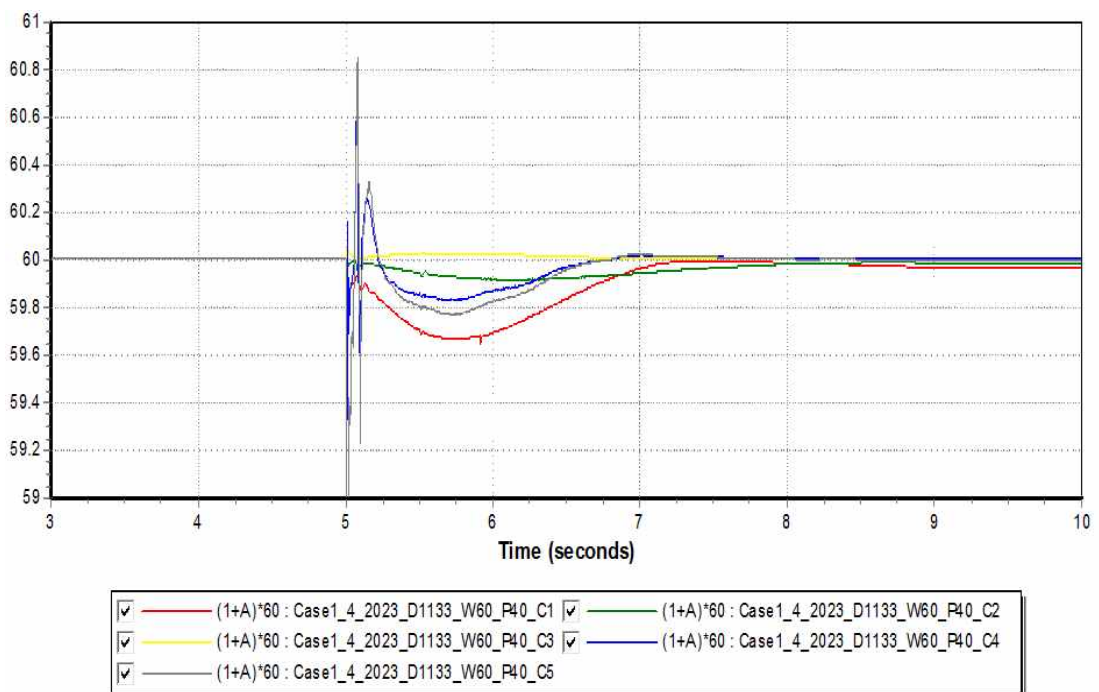


Fig. A-3 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2023 Aug. WP 60 %, PV 40 %]

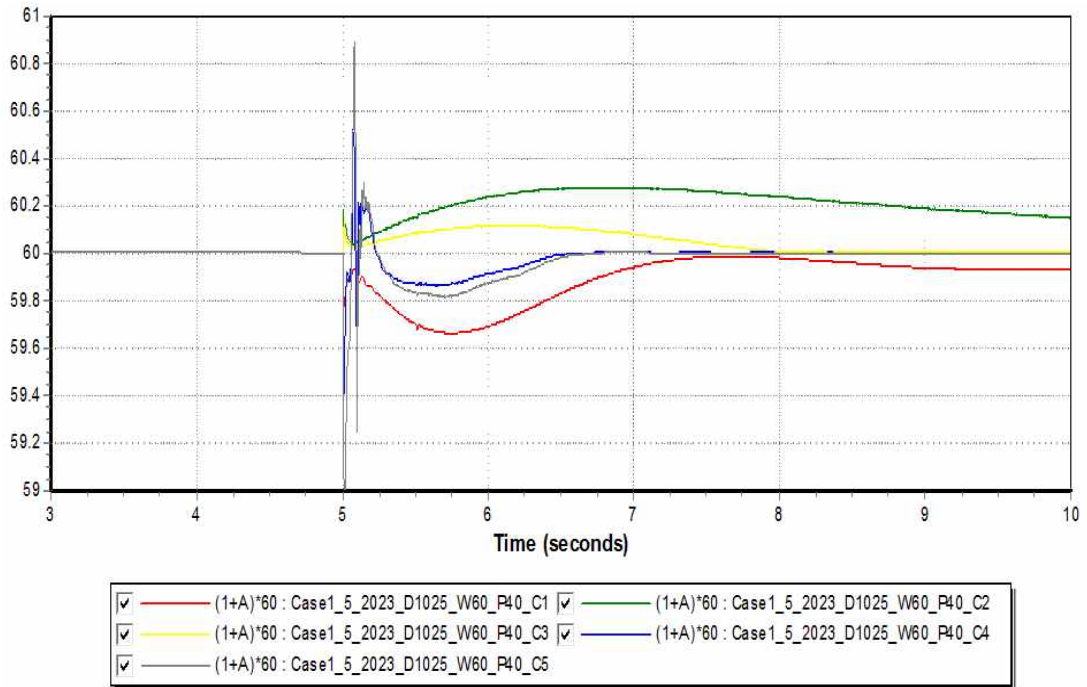


Fig. A-4 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2023 Jan. WP 60 %, PV 40 %]

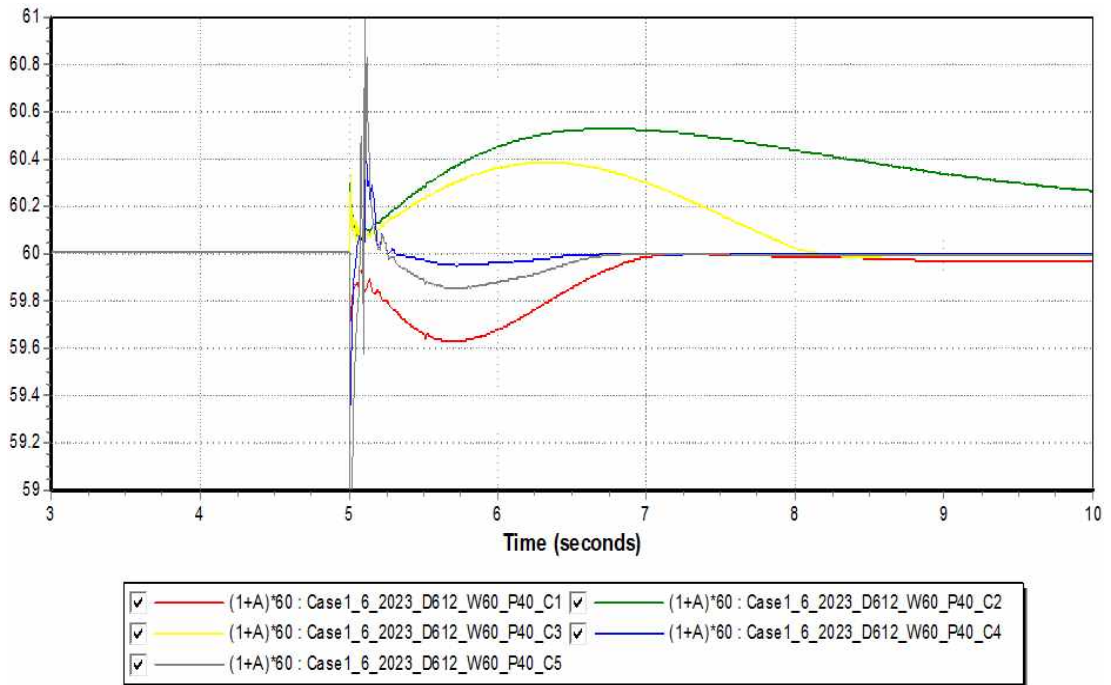


Fig. A-5 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2023 Oct. WP 60 %, PV 40 %]

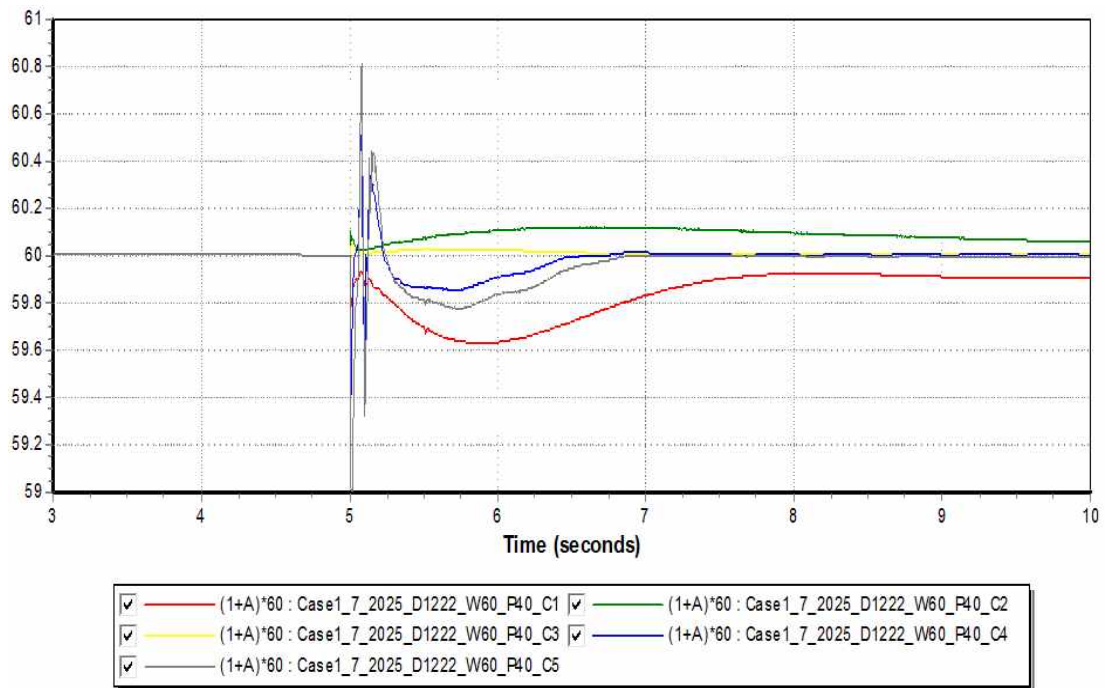


Fig. A-6 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2025 Aug. WP 60 %, PV 40 %]

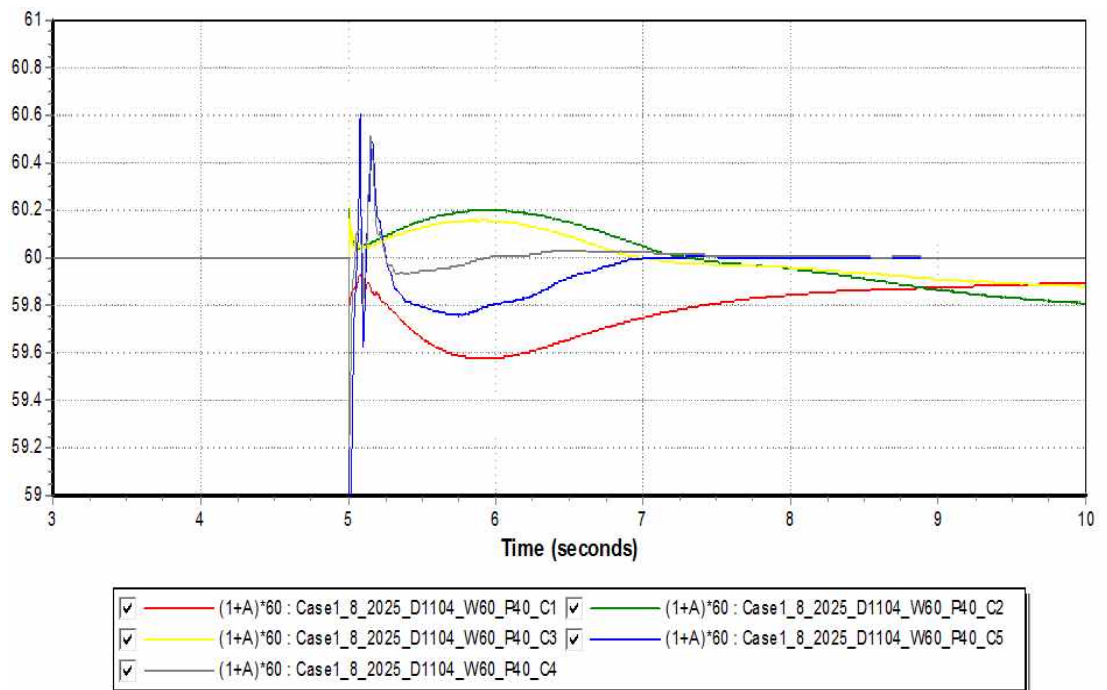
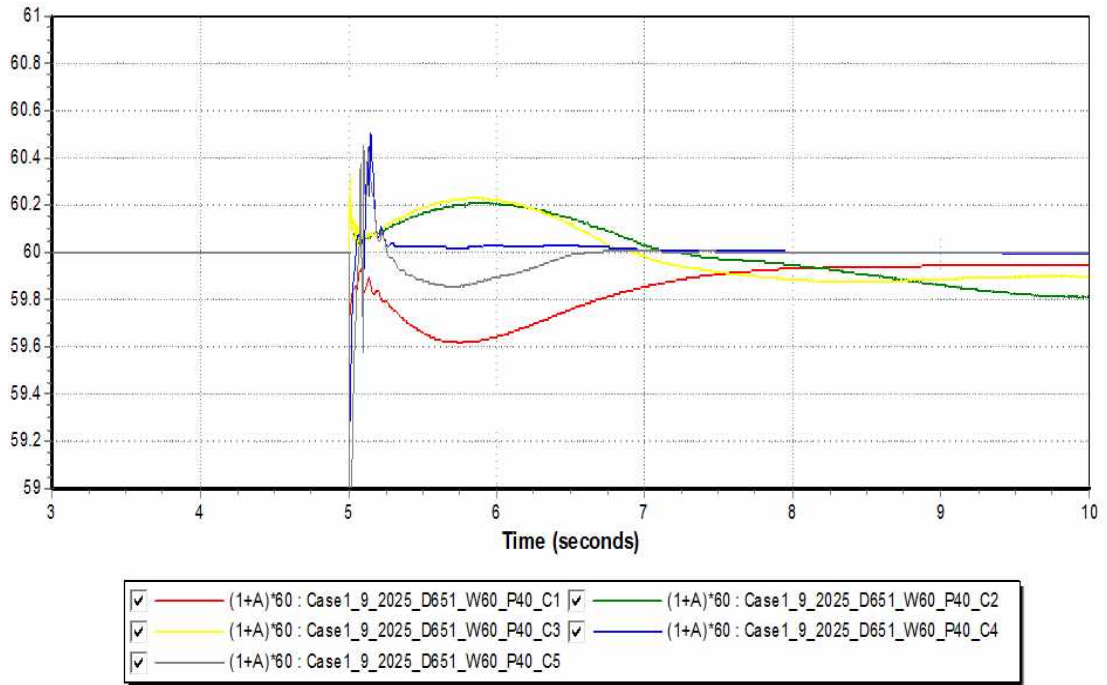
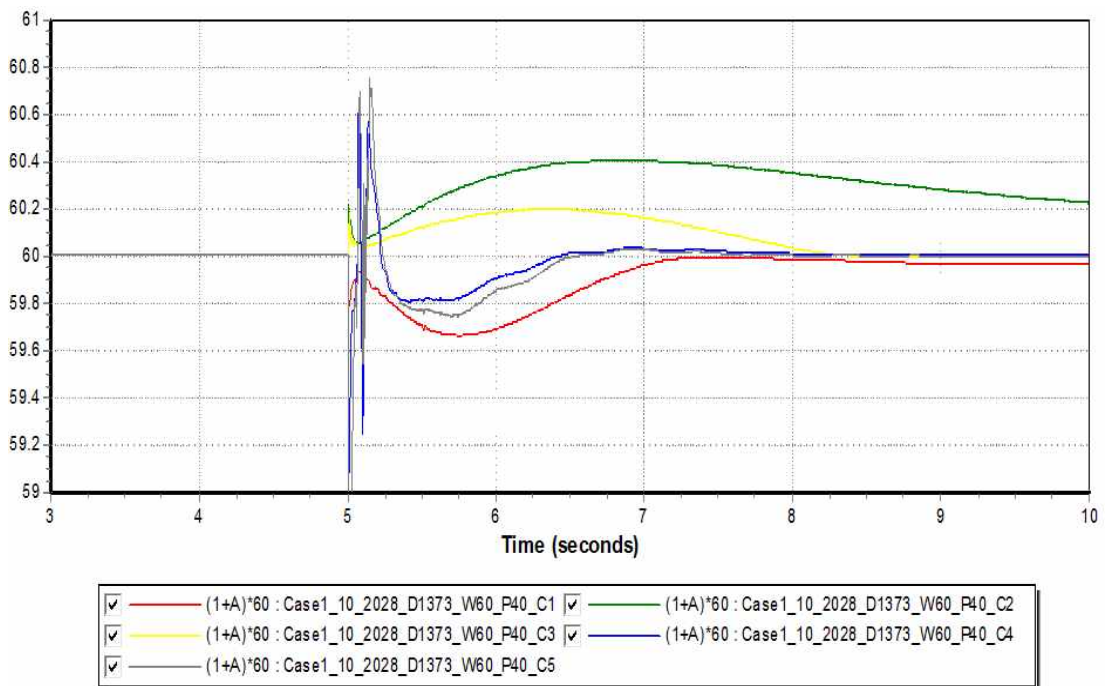


Fig. A-7 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2025 Jan. WP 60 %, PV 40 %]



**Fig. A-8** Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2025 Oct.  
WP 60 %, PV 40 %]



**Fig. A-9** Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2028 Aug.  
WP 60 %, PV 40 %]



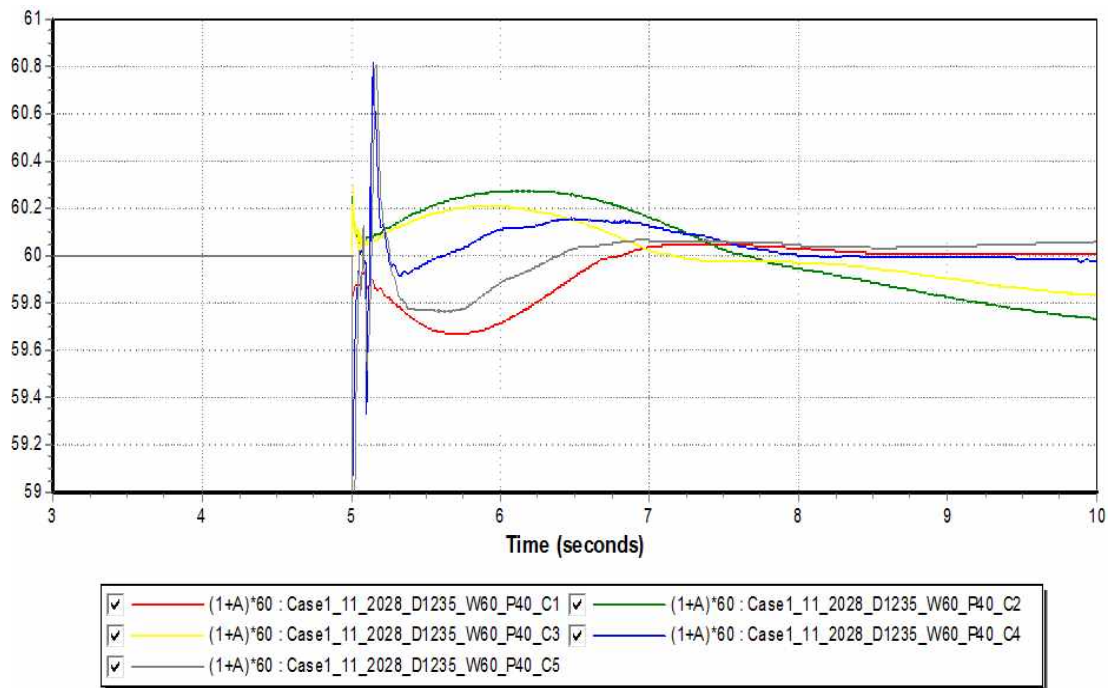


Fig. A-10 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2028 Jan.  
WP 60 %, PV 40 %]

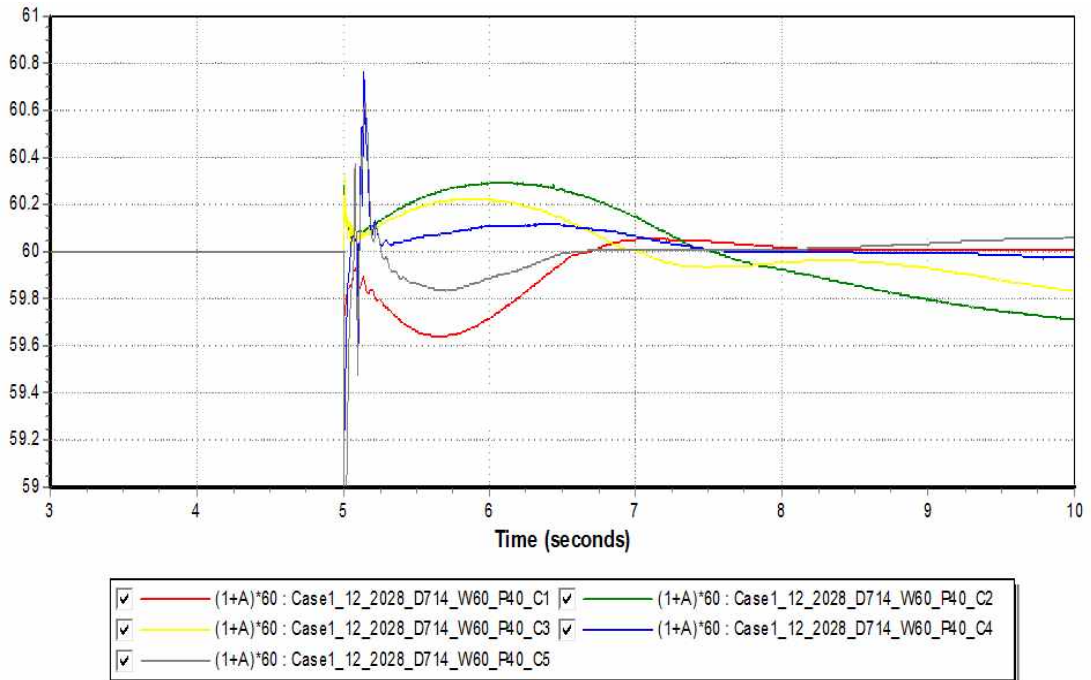


Fig. A-11 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2028 Oct.  
WP 60 %, PV 40 %]

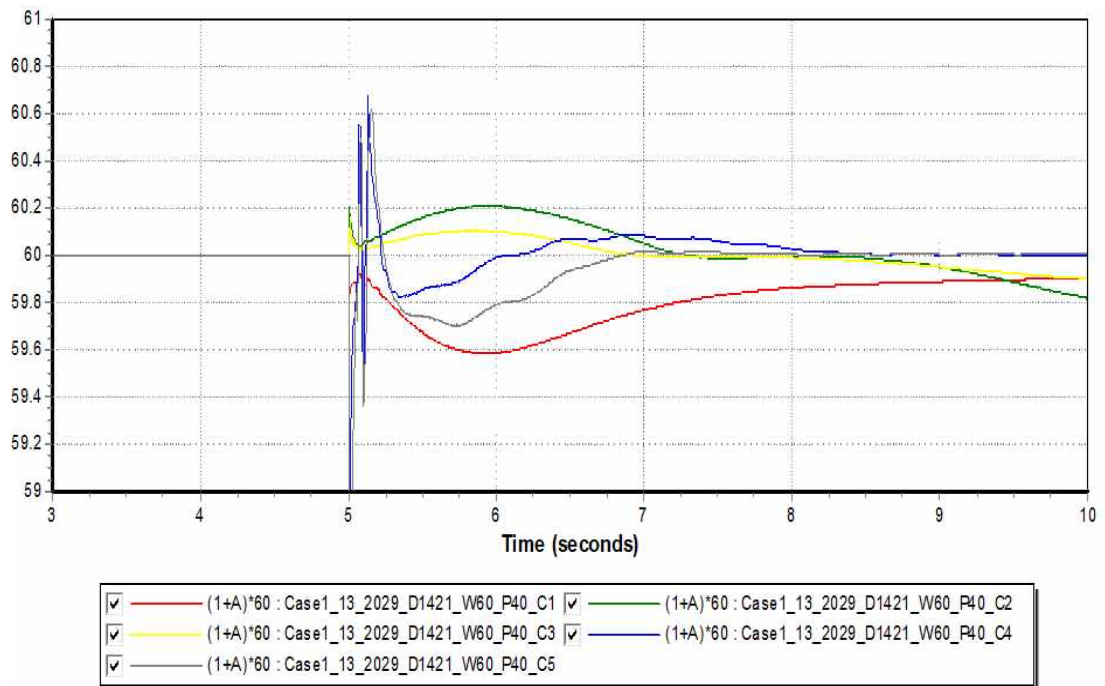


Fig. A-12 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2029 Aug. WP 60%, PV 40 %]

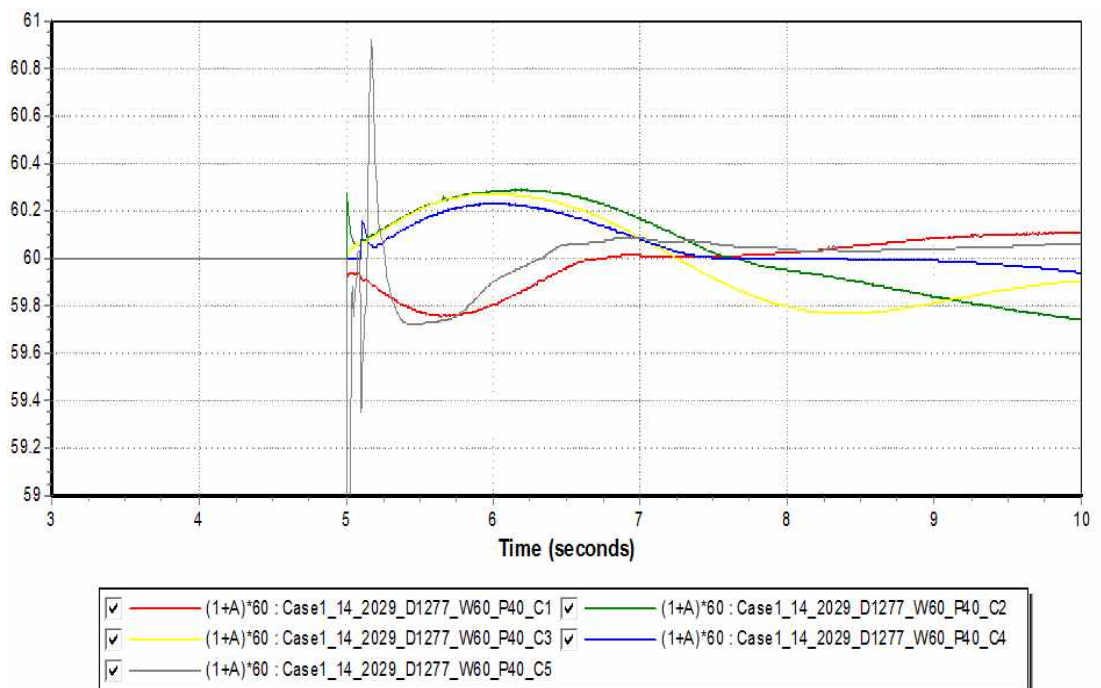


Fig. A-13 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2029 Jan. WP 60 %, PV 40 %]

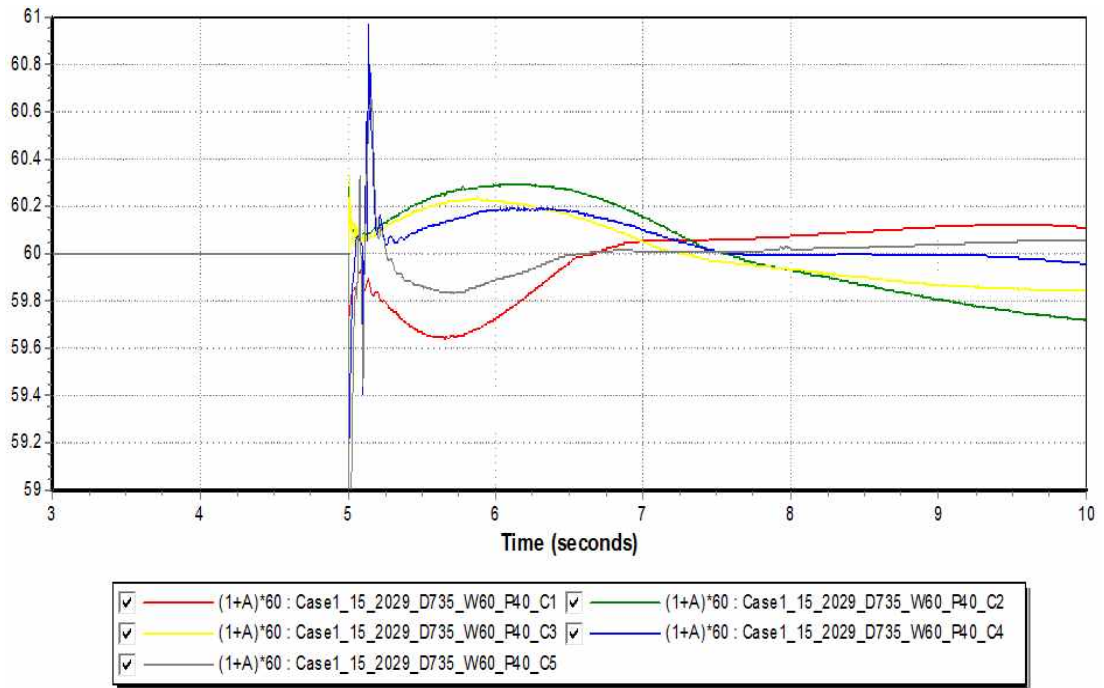


Fig. A-14 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2029 Oct. WP 60 %, PV 40 %]

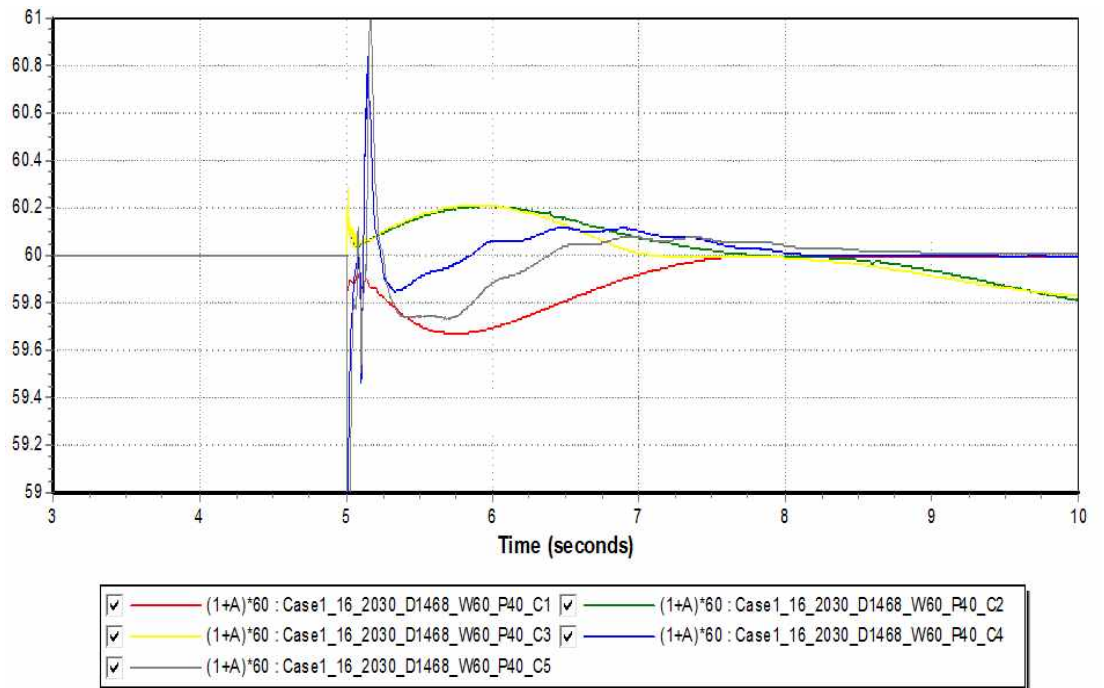


Fig. A-15 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2030 Aug. WP 60 %, PV 40 %]

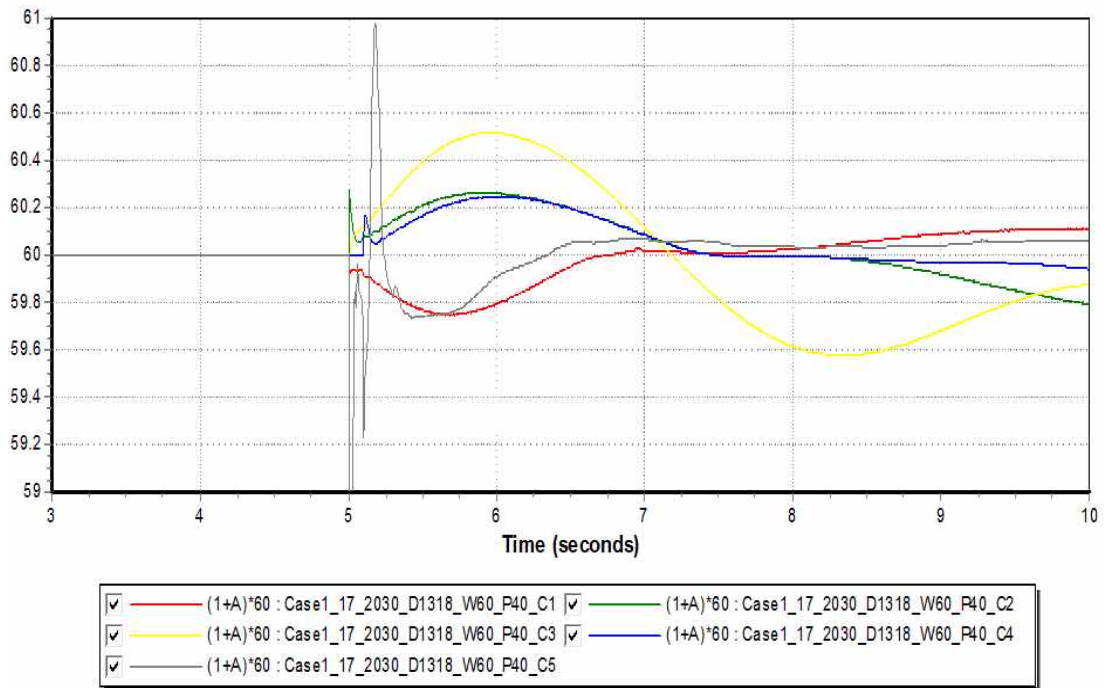


Fig. A-16 Result of frequency stability about contingency scenario [B-2, 2030 Jan. WP 60 %, PV 40 %]

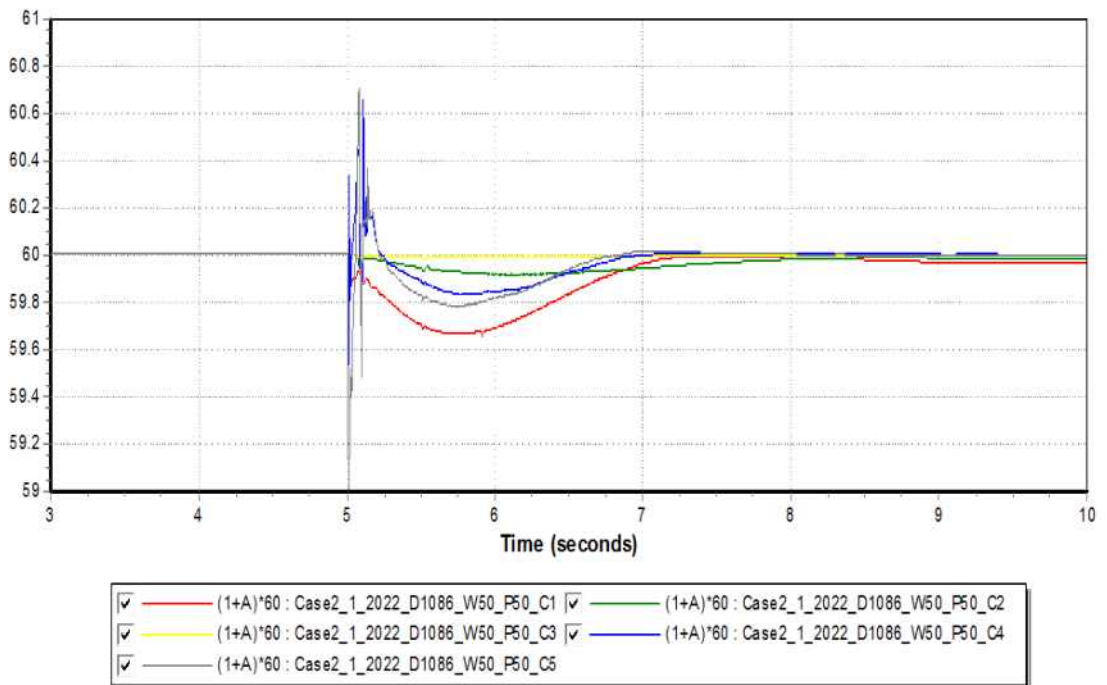
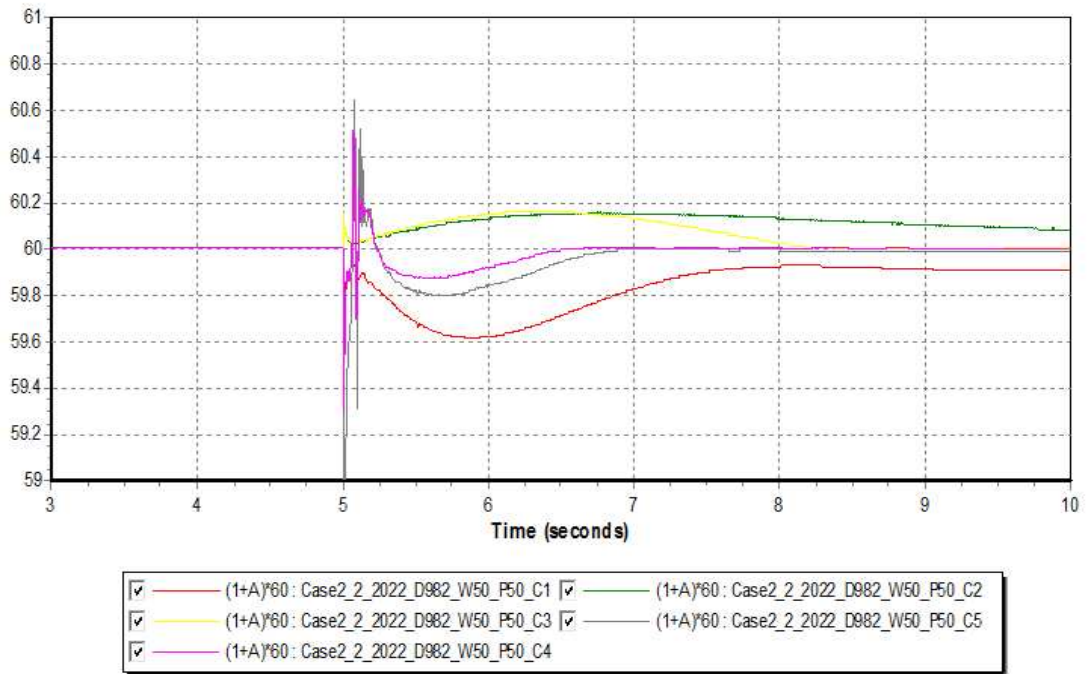
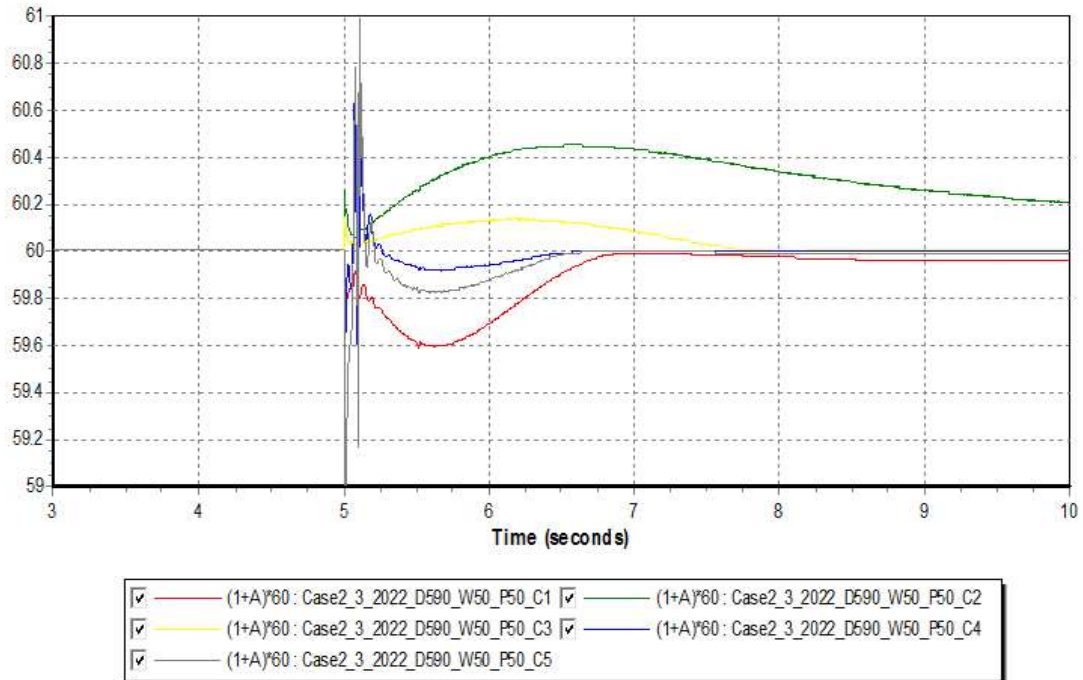


Fig. B-1 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2022 Aug. WP 50 %, PV 50 %]



**Fig. B-2** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2022 Jan. WP 50 %, PV 50 %]



**Fig. B-3** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2022 Oct. WP 50 %, PV 50 %]

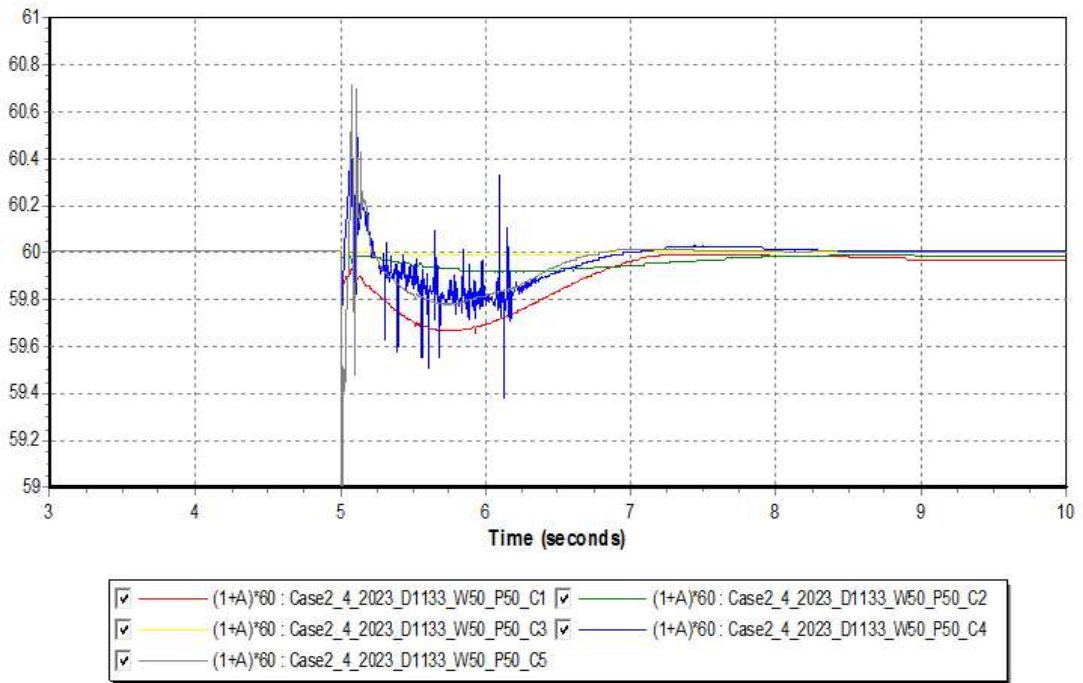


Fig. B-4 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2023 Aug. WP 50 %, PV 50 %]

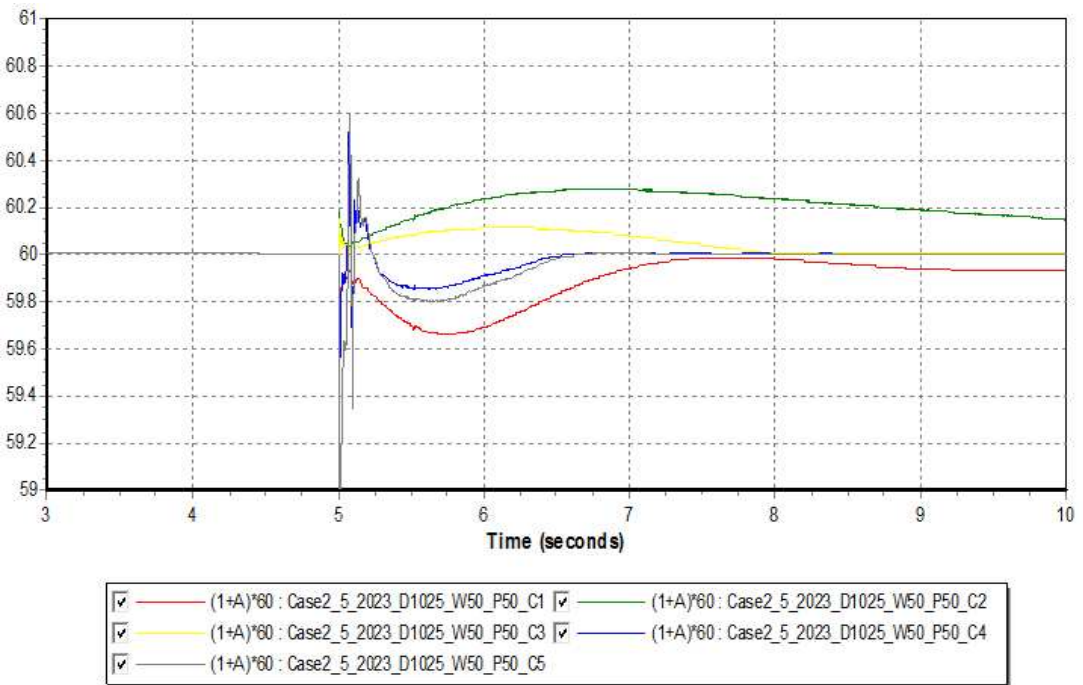
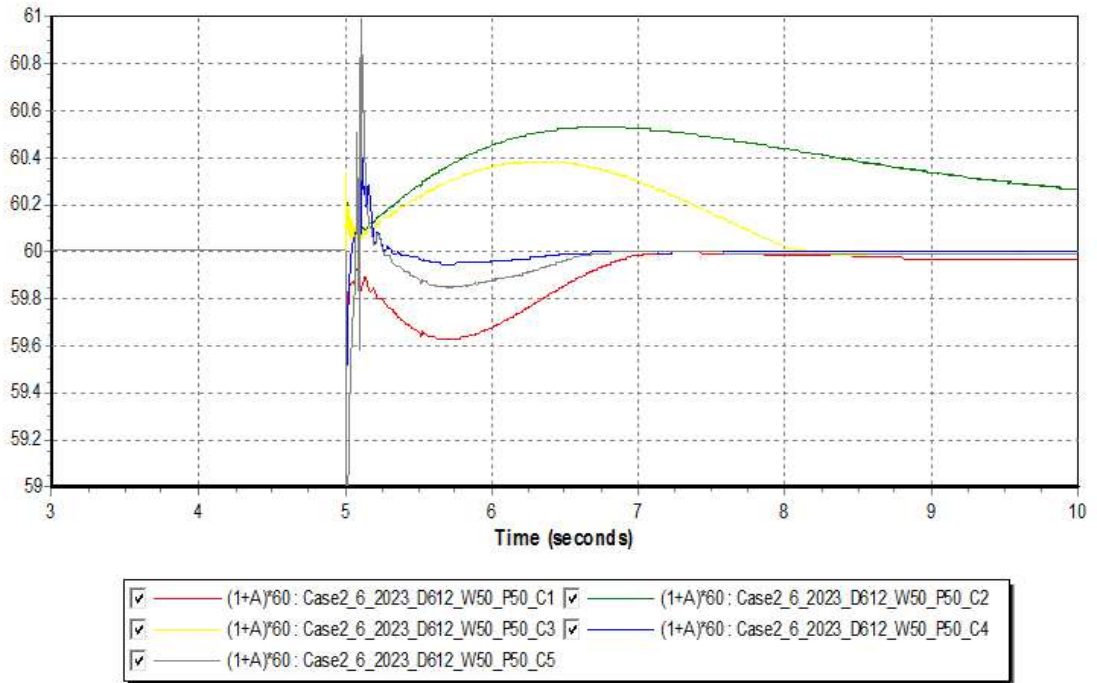
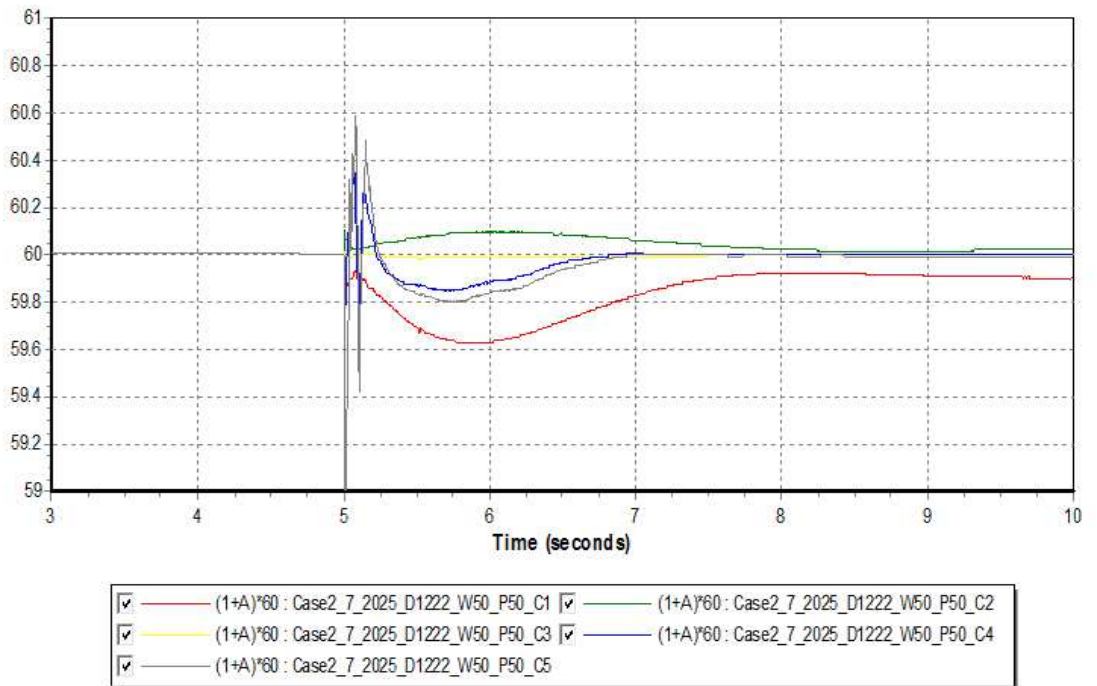


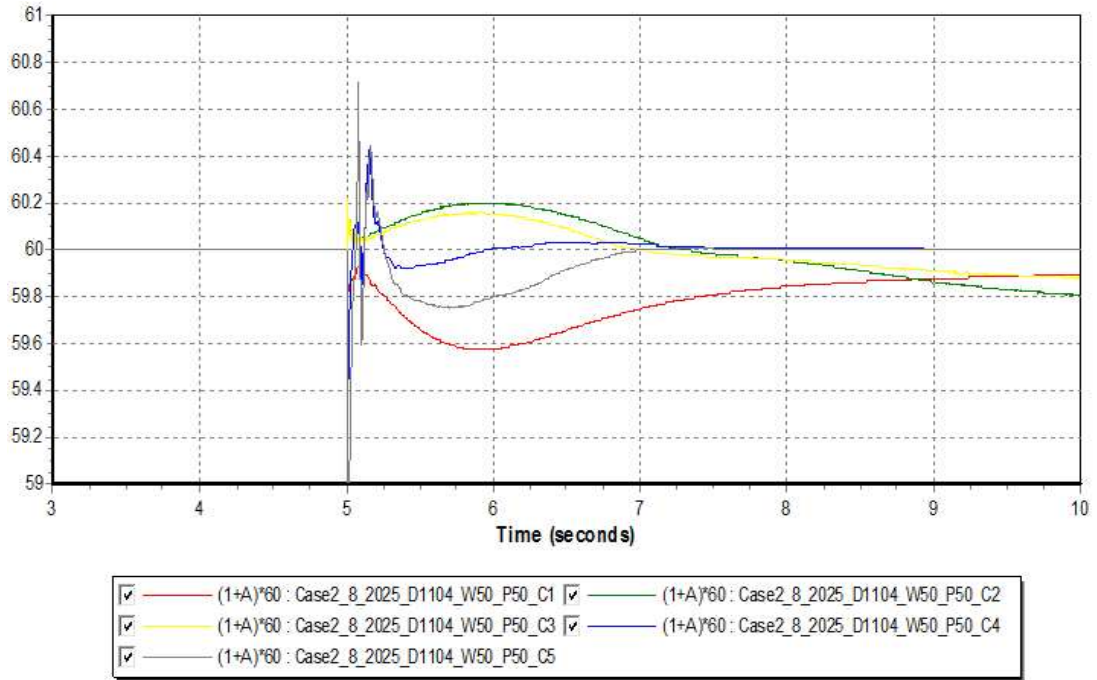
Fig. B-5 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2023 Jan. WP 50 %, PV 50 %]



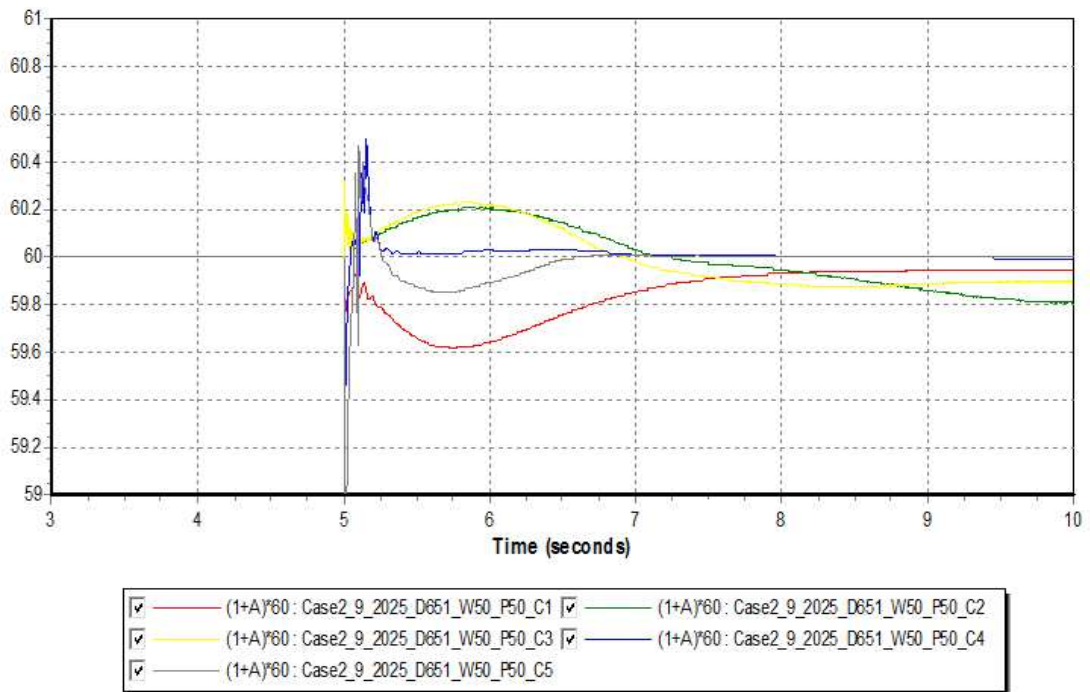
**Fig. B-6** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2023 Oct. WP 50 %, PV 50 %]



**Fig. B-7** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2025 Aug. WP 50 %, PV 50 %]

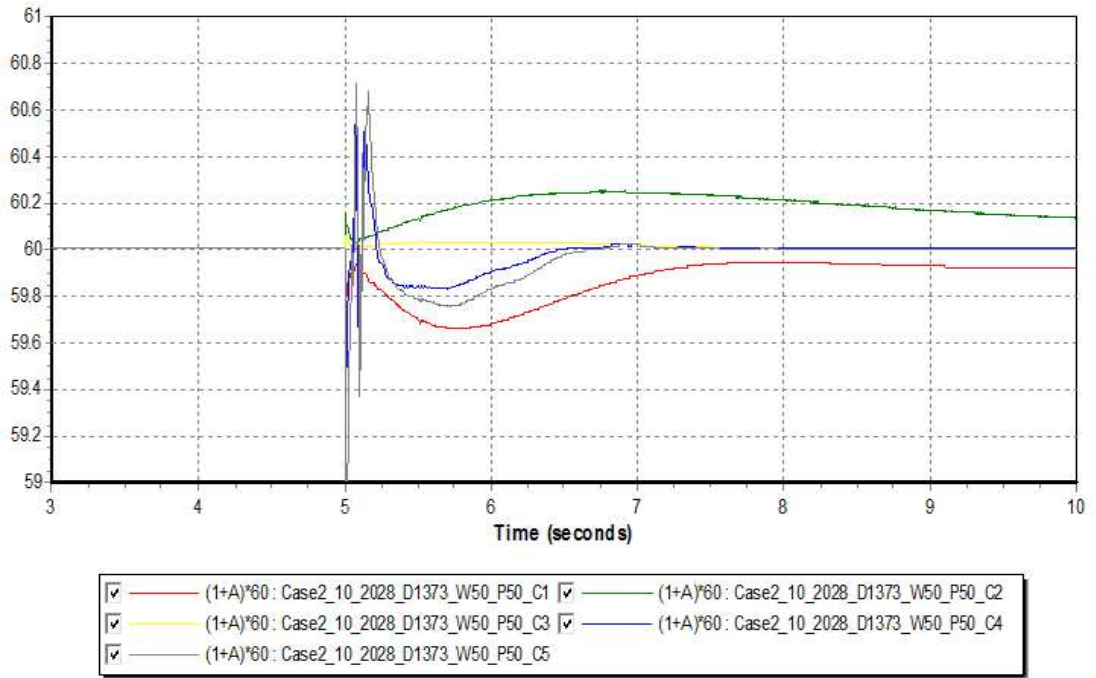


**Fig. B-8** Result of Frequency Stability about Contingency Scenario [B-3, 2025 Jan. WP 50 %, PV 50 %]

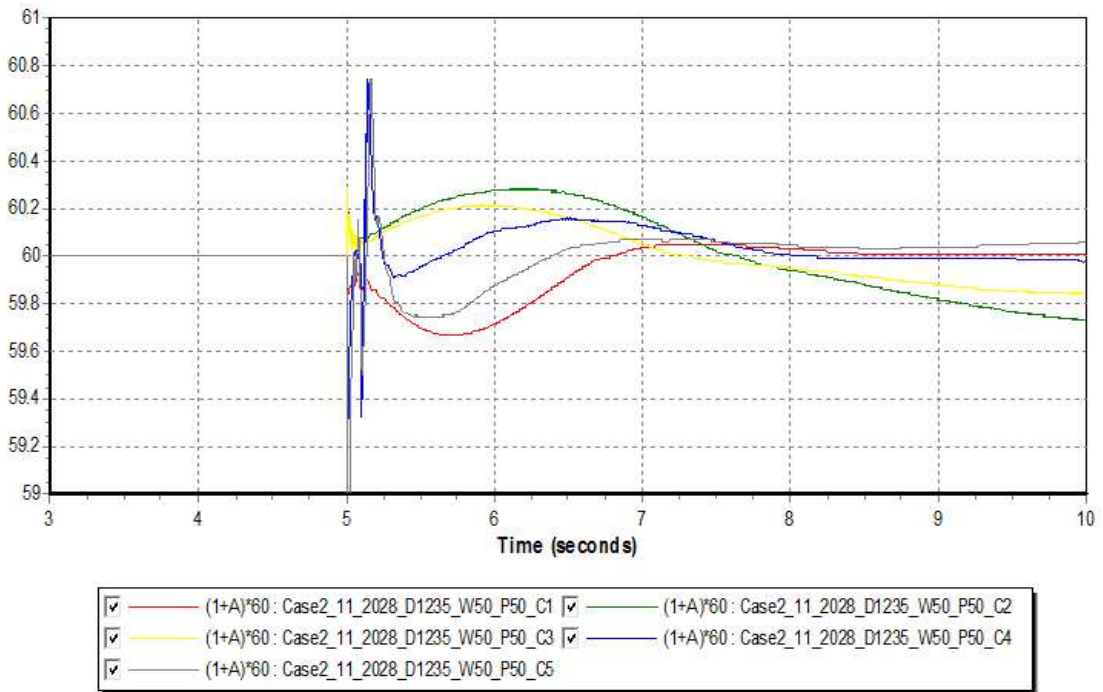


**Fig. B-9** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2025 Oct. WP 50 %, PV 50 %]

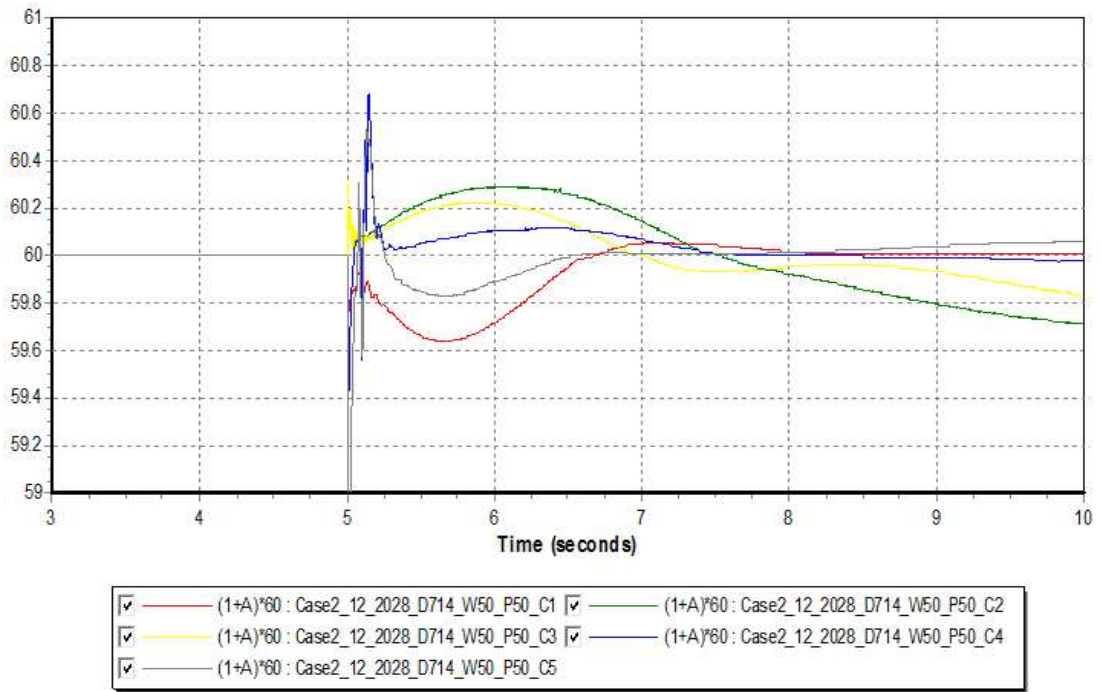




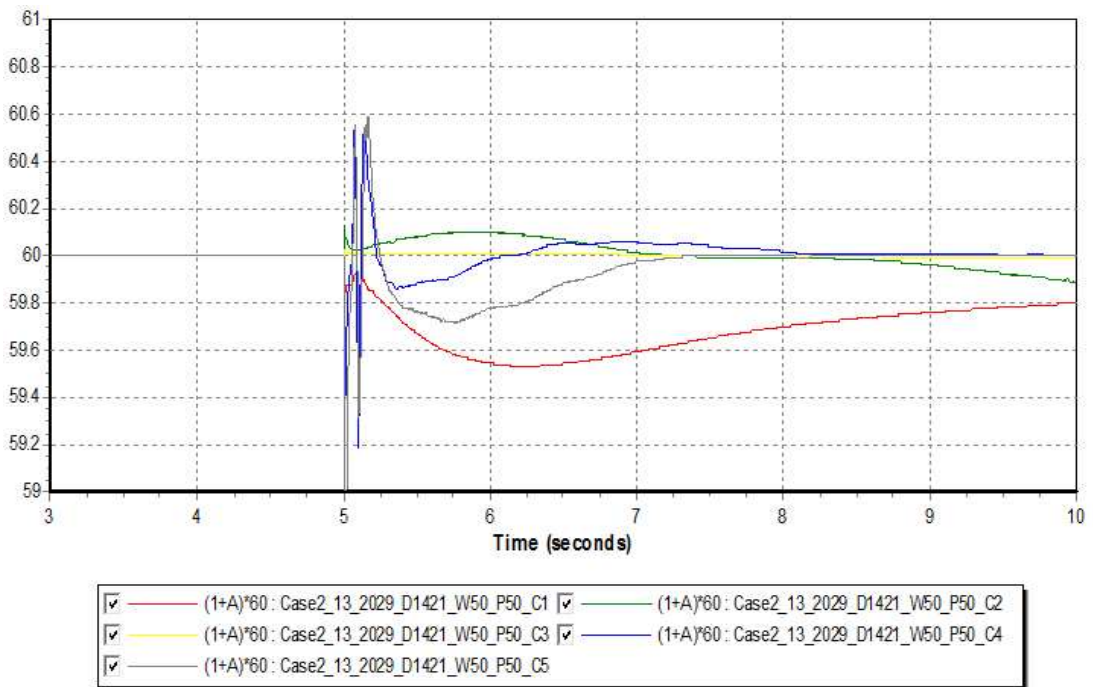
**Fig. B-10** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2028 Aug. WP 50 %, PV 50 %]



**Fig. B-11** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2028 Jan. WP 50 %, PV 50 %]



**Fig. B-12** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2028 Oct. WP 50 %, PV 50 %]



**Fig. B-13** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2029 Aug. WP 50 %, PV 50 %]

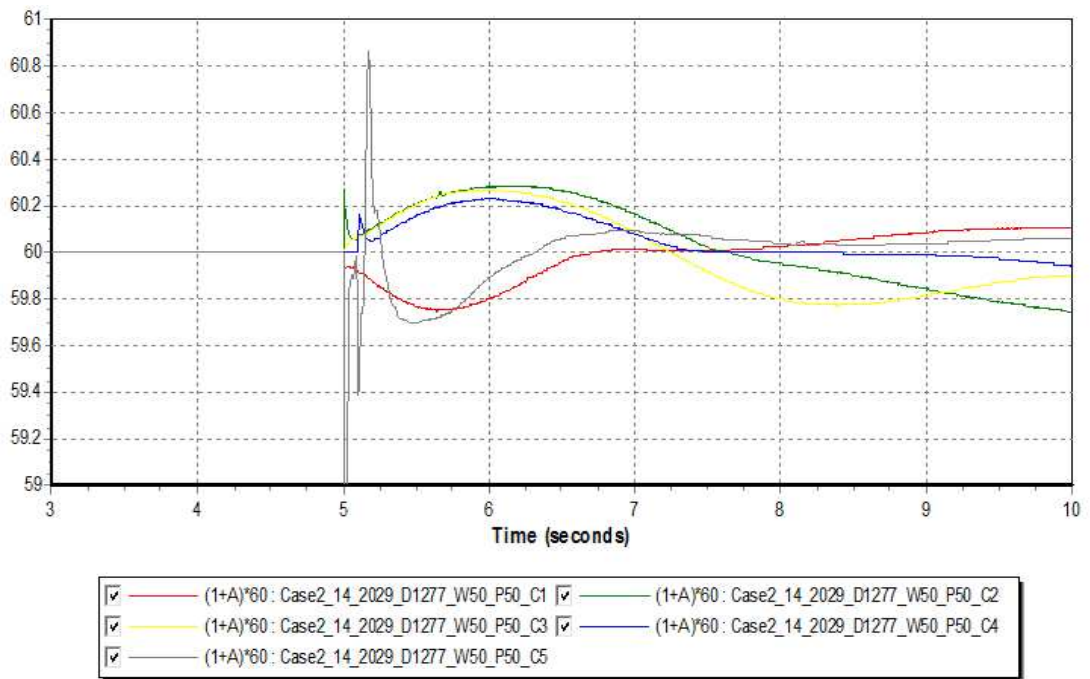


Fig. B-14 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2029 Jan. WP 50%, PV 50%]

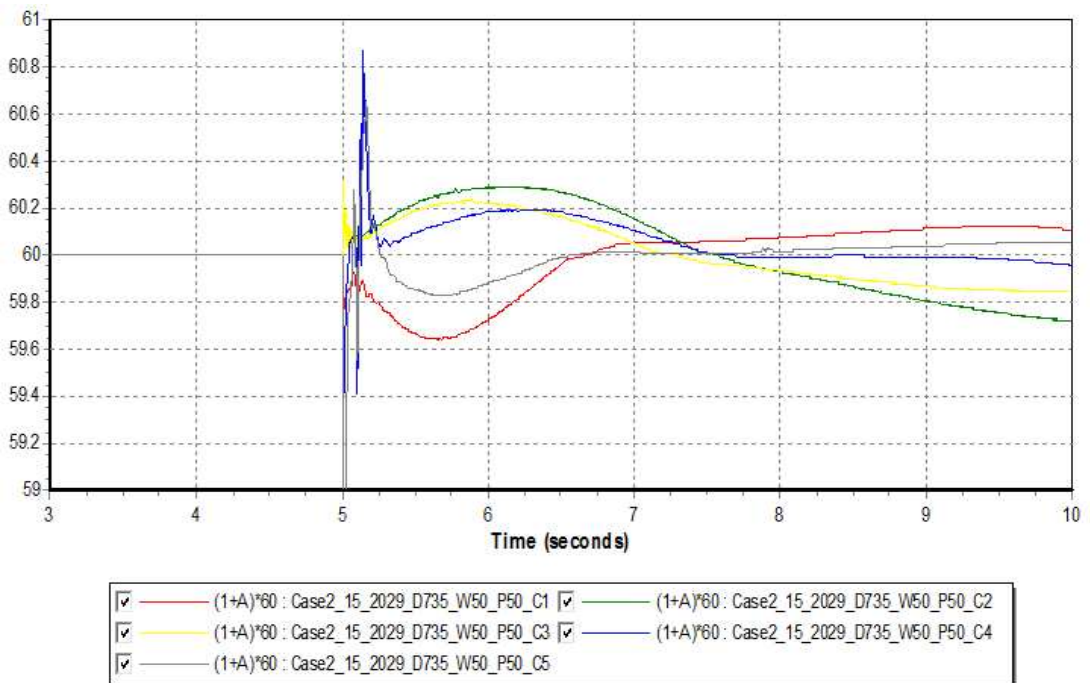
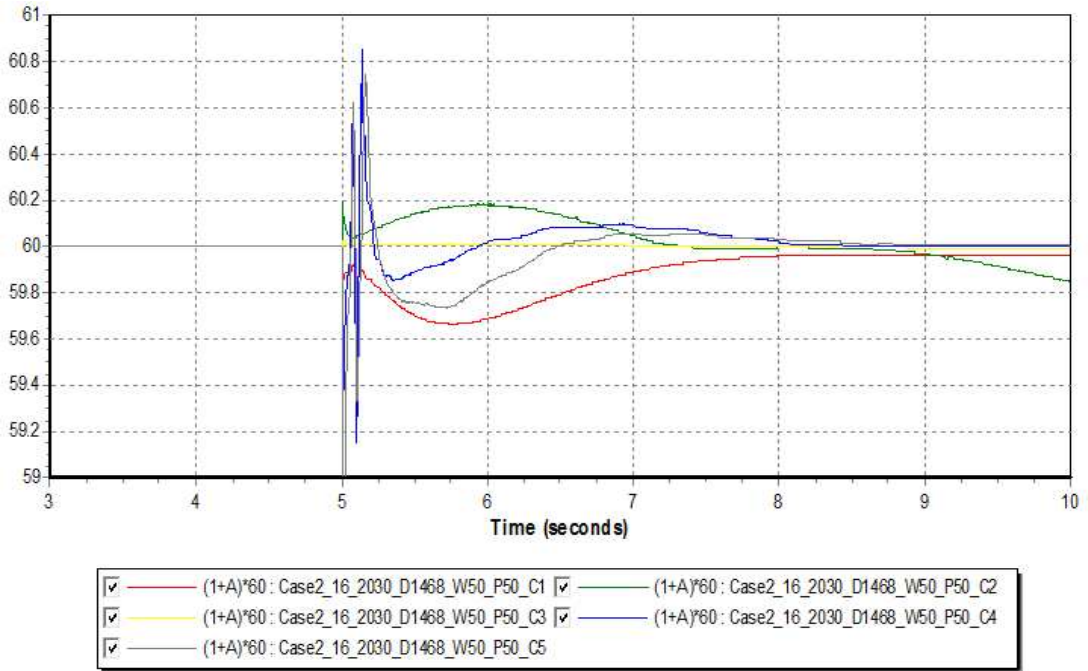
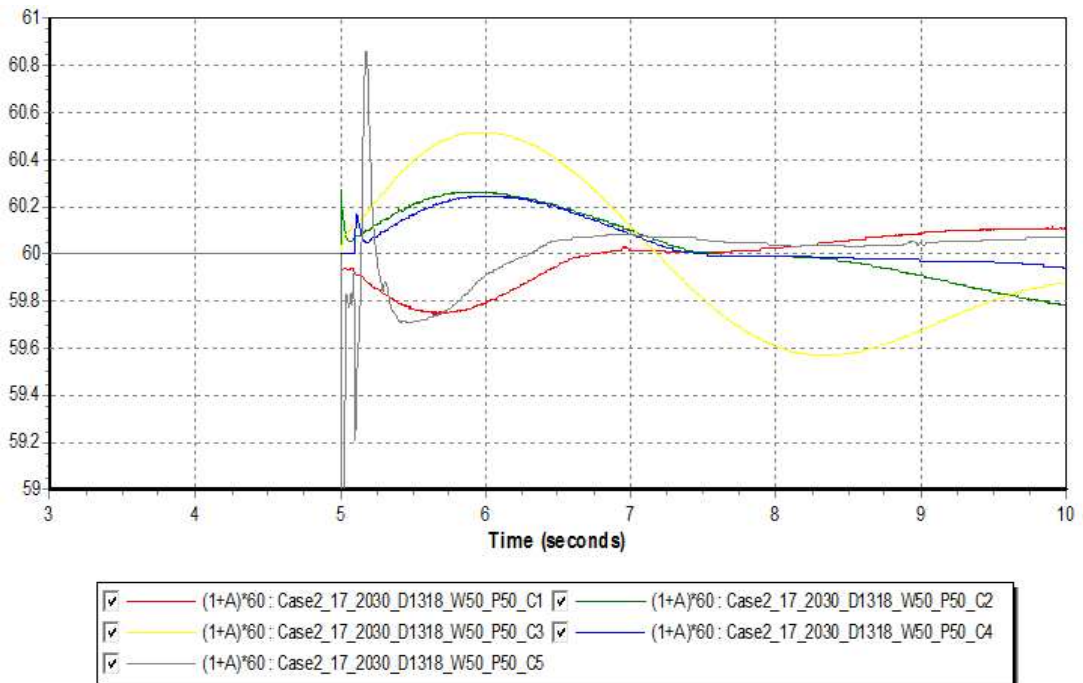


Fig. B-15 Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2029 Oct. WP 50%, PV 50%]



**Fig. B-16** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2030 Aug. WP 50 %, PV 50 %]



**Fig. B-17** Result of frequency stability about contingency scenario [B-3, 2030 Jan. WP 50 %, PV 50 %]

## 감 사 의 글

한진 사장을 꿈꾸며 자만심으로 완전무장한 신입시절을 보내다가 IMF로 한시 퇴직 바람이 불면서 직장에서의 직급이라는 것이 아무도 봐주지 않는 허울뿐임을 깨닫고 하루속히 고향으로 돌아와 큰손자 최고로 아시는 할머니께 손자 얼굴 하루라도 더 보여드리는 것이 진짜 행복임을 알게 되었습니다. 개인택시 살 돈만 모아지면 과수원에 펜션지어서 관광객들 안내하는 일이 사람들 앞에서 너스레 떨기 좋아하는 내 적성에 딱 맞다 생각했습니다. 관광가이드로 삶의 목표를 수정하고 한림복합에서 잘 지내고 있는데 누군가가 갑작스레 제주도를 발전공기업에 포함시키는 바람에 전력거래소로 자리를 옮기면서 거대한 세상 수레바퀴를 저 혼자 돌릴 수 있을 것처럼 살아왔습니다.

학위논문을 쓰면서 지난 20여년의 생각들을 다시 보는 계기가 되었습니다. 제주도 풍력발전의 역사와 CFI 2030 정책이 만들어지는 과정을 지켜보았습니다. 풍력·태양광발전이 전력품질을 망가뜨린다고 엄격하게 송배전 접속기준을 만든 신 분들, 풍력한계용량을 초과하면 안 된다는 분들과의 논쟁, 스마트그리드 실증단지 유치과정에서의 성취와 허무, 10년 전에 처음 그려 지금도 수정중인 전력산업테마파크 조감도, LNG 발전소를 유치하기 위한 끝없는 도전과 도지사의 서명 거부, 풍력단지 지구지정 권한 이양을 반대했던 일, 감귤폐원지 태양광사업에 관한 담당자와의 이견 등 모두가 지나고 보면 겪어야 할 과정이었습니다.

제주 전력계통에 적정수용 한계용량을 결정하는 일은 20여년의 수많은 일들 중에 하나이고 오랜 생각 중의 하나일 뿐인 짧은 글을 쓰는 일인데 급하게 정리하느라 시간에 쫓기며 머리에 쥐가 나고 백지장처럼 하얘지는 공황상태를 겪기도 하였습니다. 머리와 건강상태가 이 지경인데 박사가 될 소용인가 하는 생각도 들었습니다. 언제나 그렇듯 그냥 멈출 수 없어서 마칠 수 있었던 것 같습니다.

앞 뒤 가리지 않고 달리는 저를 언제나 챙겨주신 김세호 지도교수님. 지난 20여년을 언제나 함께했고 앞으로도 그러할 것이라 여깁니다. 저의 모든 것이 교수님 덕분입니다. 부족한 저를 이끌어 주셔서 감사합니다. 제주 전기사랑 포럼을 이끌며 많은 지도편달을 해주신 오성보 교수님, 홋카이도 학회와 교류 차 일본을 방문 했던 일은 오랜 기억으로 남을 것입니다. 교수님과 함께 해서 행복했습니다. 감사드립니다. 저를 언제나 지지해주시고 격려의 말씀을 아끼지 않으시는 이개명 교수님, 특히 우리 화북윈드에 대한 관심과 성원에 너무너무 감사드립니다.

제주테크노파크원장으로 계실 때 감귤폐원지 태양광의 원제안자이신 김일환 공과대학장님, 언제나 저와 전력거래소를 성원해 주셨습니다. 고맙습니다. 저를 산업대학원으로 이끌어 주셨던 김호찬 교수님, 고맙습니다. 이번 논문 심사에서 심사위원장으로서 많은 조언을 해주신 진영규 교수님, 여러 가지로 많이 부족한 논문을 조금이라도 보충할 수 있었습니다. 고맙습니다. 전기사랑 포럼을 이끌고 계시는 고봉운 교수님과 김호민 교수님께도 감사의 말씀을 드립니다.

전력계통연구실에서 동문수학하며 같이 논문 쓰고 발표하고 끝없는 학위논문 수정의 과정을 도와준 아끼는 후배님들 박사과정의 명호산, 석사과정의 이창우, 김민재에게 고마운 마음을 전합니다.

갑작스레 본사로 불려가면서 미뤄졌던 논문을 완성할 수 있었던 것은 전적으로 전력거래소 조영탁 이사장님 덕분이었습니다. 저를 인정하여 주시고 제주본부장으로 보내주신 이사장님의 은혜는 평생 잊지 못할 것입니다. 갑작스레 논문 쓴다고 전력거래소 직원 분들의 도움을 너무도 많이 받았습니다. 혼자 해 보려 했지만 불가능한 일이었습니다. 제주본부의 장시호, 조성빈, 박철홍, 김형철, 박해수, 김지환, 이윤정, 김현주, 이정호, 이상호, 송민호님, 본사의 채영진, 옥기열, 윤호현, 한수경, 명준용, 정우덕님 너무너무 감사드립니다. 마음에 빛을 많이 졌습니다. 명예를 탐한 것이 아니라 역할을 잘 하기 위하여서라고 우선 말씀드립니다. 전력거래소를 위하여 제주도를 위하여 대한민국을 위하여 실천으로 보여드릴 수 있도록 노력하겠습니다.

내 삶의 보람, 지난 7년간 화북윈드오케스트라는 저에게 최우선이었고 삶의 의미가 되었습니다. 그랬던 제가 논문 쓰느라 5주간이나 자리를 비웠습니다. 이제는 그래도 될 만큼 우리 화북윈드오케스트라가 성장했습니다. 김동원 지휘자님, 문희정 사무국장님, 홍용석 운영위원장님, 이정아 악장님을 비롯한 성인 단원여러분 덕분입니다. 고맙습니다.

사랑하는 가족, 말은 그렇게 하면서 언제나 우선순위를 뒤로 두어서 많이 미안합니다. 나를 대신해서 집안일, 성당일 모든 것을 챙겨준 위대한 나의 아내 이영선, 사랑하고 고맙습니다. 제가 가진 모든 것이 당신 것임을 약속합니다. 군에 입대해 어깨 탈골로 수술을 고민 중인 현수, 필요로 할 때 도움을 주지 못해서 정말 미안했고. 지혜, 지은, 현수, 지수, 정은이 모두 무신경한 아빠를 언제나 응원해줘서 고맙고, 잘 자라 주어서 고맙구나. 너희들은 이 세상에 빛과 소금이 될 자랑스러운 아빠의 아들딸이다. 사랑한다.