

에너지저장장치를 이용한 제주지역 풍력발전 한계용량 증대효과 분석

Increasing Effect Analysis of the Wind Power Limit Using Energy Storage System in Jeju-Korea

김영환* · 김세호**†

Kim Yeong-Hwan*, Kim Se-Ho**†

(Submit : 2013. 11. 27., Judgment date : 2013. 12. 6., Publication decide date : 2014. 2. 10.)

Abstract : The Jeju-Korea power system is a small-sized network with a system demand ranging from a autumn minimum of 350MW to a summer peak of 716MW. Because Jeju island is well exposed to north-east winds with high speed, applications to connect to Jeju power system are flooded. Considering physical/environmental constraints, Jeju Self-governing Province has also target for the wind power capacity of 1,350MW by 2020. It amounts to two or three times of Jeju average-demand power and wind power limit capacity announced by Korea Power Exchange(KPX) company. Wind farm connection agreements will be signed to maximize utilization of wind resource. In spite of submarine cable HVDC connected to Korea mainland, Jeju power system is independently operated by frequency and reserve control. This study reevaluates wind power limit based on the KPX criteria from 2016 to 2020. First of all wind power generation limit are affected by off-peak demand in Jeju power system. Also the possibility capacity rate of charging wind power output is evaluated by using energy storage system(ESS). As a result, in case of using 110MWh ESS, wind power limit increases 33~55MW(30~50% of ESS), wind power constraint energy decreases from 68,539MWh to 50,301MWh and wind farm capacity factor increases from 25.9 to 26.1% in 2020.

Key Words : 풍력 에너지(Wind energy), 풍력발전한계량(Wind power limit), 에너지저장장치(Energy Storage System), 이용률(Capacity Factor; C.F.)

**† 김세호(교신저자) : 제주대학교 전기공학과 교수
E-mail : hosk@jejunu.ac.kr, Tel : 064)754-3675
*김영환 : 제주대학교 전기공학과 박사과정,
전력거래소 제주지사 부장

**† Kim Se-Ho(corresponding author) : Department of Electrical Engineering, Jeju University.
E-mail : hosk@jejunu.ac.kr, Tel : 064)754-3675
*Kim Yeong-Hwan : Department of Electrical Engineering, Jeju University. Jeju Branch office, Korea Power Exchange.

1. 서 론

풍부한 바람자원과 전국대비 높은 계통한계 가격(System Marginal Price : SMP) 형성으로 제주지역의 풍력발전사업 허가신청이 쇄도하고 있으며, 제주특별자치도 또한 최근에 수립한 지역에너지계획에 따라 풍력발전개발 2단계 사업으로 2019년까지 육상 350MW, 해상 1,000MW 규모의 풍력발전단지를 개발하고, 3단계 사업으로 해상에 1,000MW를 추가 개발하여 『Carbon Free Island 제주』 조성을 목표로 하고 있다^[1].

그러나, 2012년도 평균전력이 479MW에 불과한 소규모 독립계통인 제주 전력계통에 불연속 발전원인 풍력발전설비를 연계하는 데에는 한계가 있다. 제주 전력계통의 안정적 운영을 위하여 전력거래소는 매년 풍력발전설비 접속 한계용량을 발표하고 있으며, 2013년 10월에 발표한 풍력접속 한계용량은 2020년을 기준 624MW로서 제주특별자치도가 목표로 하는 설비용량의 절반에도 못 미치는 실정이다.

이에 제주 전력계통의 풍력발전 한계용량 극복으로 풍부한 바람자원 활용을 극대화하기 위한 다양한 방안이 검토되고 있다. 특히 에너지저장장치(Energy Storage System)는 풍력발전기 출력변동성을 완화하고 전력계통에 미치는 영향을 감소시켜 전력계통의 안정화에 기여할 수 있어 세계 각국이 에너지저장장치 설치를 의무화 하거나 보급촉진정책을 추진하고 있다. 제주특별자치도 또한 풍력발전 사업 허가 시 풍력설비용량 대비 일정비율 이상의 에너지저장장치 설치를 의무화하는 조례 제정을 추진하고 있다.

본 연구에서는 제주 전력계통에 연계되는 풍력한계용량 산정기준을 적용하여 연도별 한계용량을 재산정하고, 향후 실제 전력계통에

서 한계량 초과에 따른 풍력발전 제약량을 산정해 보고자 한다. 또한 에너지저장장치 운영 시 풍력발전 한계용량 증대 및 풍력발전 제약량 감소효과를 분석하고자 한다.

2. 제주 풍력발전설비 현황 및 전망

2013년 10월 제주지역의 풍력발전설비 용량은 표 1에서 보는 바와 같이 총 108MW로 제주지역 발전설비용량 820MW의 13%에 달하며, 2012년도 풍력발전설비에 의한 발전량은 201GWh로 제주지역 발전량의 4.8%를 차지하였다.

Table. 1 Status of Wind farm in Jeju

Name of Farm	Wind Capacity	Date of operation	Owner
Hangwon#1	7MW(0.75MW.etc) 3.5MW(1.5MW,2MW)	1998.3 2003.4	Jeju Energy Corporation
Gasiri	10.5MW(1.5MW×7) 4.5MW(0.75MW×6)	2012.3	
Sinchang	1.7MW(0.85MW×2)	2006.3	
Gimnyeong	1.5MW(0.75MW×2)	2010.4	
Hangeong#1	6MW(1.5MW×4)	2004.4	
Hangeong#2	15MW(3MW×5)	2007.11	KOSPO
Sungsan#1	12MW(2MW×6)	2009.1	
Sungsan#2	8MW(2MW×4)	2010.9	
Samdal	33MW(3MW×11)	2009.9	Hansin Energy
Woljeong	1.5MW(1.5MW×1)	2006.7	KIER
Wollyeong	2MW(2MW×1)	2010.6	STX Energy
Hangwon#2	2MW(2MW×1)	2012.12	Hangwon
Total	108MW, 62units	-	-

표 2에서와 같이 2012년도 제주지역 풍력발전단지 연평균이용률은 22.2%이며, 서부지역 해발 60m의 고산기상대에서 관측된 연평균풍속은 6.5m/s이다. 단지별 이용률을 분석해 본 결과 설비 고장이 적고 정상적으로 운

영되는 풍력발전단지의 경우 23~33%의 이용률을 보이고 있으며, 단지별 이용률의 차이는 풍력발전기 기종과 용량이 설치지역 풍력자원에 최적화 되었는가에 따라 큰 차이가 발생하고 있는 것으로 보인다.

또한, 설비 노후로 고장설비가 많은 일부 풍력발전단지의 경우 10~19%의 지극히 낮은 이용률로 제주지역 전체 평균이용률을 크게 떨어뜨렸다.

Table. 2 Capacity factor of Jeju Wind Farm in 2012

	Winter (1,2,12)	Spring (3,4,5)	Summer (6,7,8)	Autumn (9,10,11)	Year Average
C.F.(%)	32.4	22.6	13.0	21.2	22.2
Average Wind Speed (m/s)	8.7	6.3	4.7	6.5	6.5

2010년 1월부터 제주지역 발전시장가격이 육지와 분리 운영되면서 2012년 제주가중평균 SMP(245.9원/kWh)가 전국가중평균SMP(160.1원/kWh) 보다 높게 형성되고 향후에도 지속될 것으로 전망되어 사업허가 신청이 쇄도하고 있다. 제주도 지역에너지계획에 의한 풍력발전 건설계획은 표 3과 같다^[2].

Table. 3 Wind farm installation plan for Jeju

Year	Installation Capacity(MW)	Accumulated Capacity(MW)
2013	Present	107
2013	On shore(156) Off Shore(30)	293
2014	On shore(54)	347
2015	On shore(33) Off Shore(234)	614
2016	-	614
2017	Off Shore(116)	730
2018	Off Shore(300)	1,030
2019	Off Shore(320)	1,350
2020	-	1,350

3. 제주 풍력설비 한계용량 분석

전력계통의 안정적 운영을 위하여 모든 발전설비는 시시각각으로 변하는 전력수요에 맞추어 전력을 생산할 수 있어야 한다. 그러나 풍력발전설비는 전력수요 변화에 대응하여 발전기 출력을 조정할 수 없는 불연속적인 발전원으로 전력계통 연계에 제한적일 수밖에 없다. 전력 공급을 한 순간도 중단하지 않고 안정적으로 공급할 수 있으려면 풍력발전기의 갑작스런 기동·정지 및 풍속 변화에 따라 변동되는 풍력발전량만큼 전통적인 전원설비에 의해 시간지연 없이 과부족을 보충할 수 있어야 한다. 풍력설비 한계용량이란 풍력발전기의 불연속적이고 조정 불가능한 출력변동 특성을 안정적인 범위 내에서 전력계통에서 수용할 수 있는 최대 크기의 풍력발전량을 말한다. 풍력발전설비 한계용량을 검토하기 위하여 다음의 상황을 가정해 볼 필요가 있다.

- (1) 풍력발전량은 전력수요를 초과해서 발전할 수 없으며 특히 가장 낮은 시간의 전력수요를 초과해서 발전할 수 없다. 또한 풍력발전기 출력 감소에 대비해 운전되는 일반발전기와 제주-육지간 고압직류송전선로(HVDC¹⁾)의 최소운전량도 함께 고려해야 한다.
- (2) 풍력발전량은 풍력발전기의 갑작스런 출력변동에 대비한 전력계통의 운영예비력 범위 내에서 운전되어야 한다.
- (3) 풍력발전기가 생산한 전력은 제주-육지간 연계된 고압직류송전선로(HVDC)에 의해 육지계통으로 송전될 수 있다.

1) HVDC : High Voltage Direct Current. 제주-육지간 전력용통을 위하여 연계된 고압직류송전선로

3.1 제주 전력수급 여건

제주지역 풍력발전 한계용량에 관련된 영향 요소를 살펴보기 위하여 먼저 제주지역의 전력수급 여건을 살펴보고자 한다.

(1) 제주 장기전력수급 전망

현재 제주지역 발전설비 용량은 표 4에서 보는 바와 같이 590MW이며 2018년에 제주가스 터빈#3가 폐지되어 535MW로 감소될 전망이다. 풍력설비 용량은 향후 제주계통에서 한계용량 초과 운전으로 발전량 제약에 따른 경제적인 계용량²⁾을 고려하여 1,200MW로 전망하였다. 최대수요는 2001년 이후 제주지역의 전력수요 증가 추세를 반영하여 전망하였으며 최저수요는 2013년 최저수요를 기준으로 연간증가율 4% 적용하여 전망하였다.

Table. 4 Status of Supply & Demand of Jeju-Korea

Year	2013	2016	2017	2018	2019	2020
Capacity of Generator	590	590	590	535	535	535
Capacity of Wind Farm	108	600	700	1,000	1,200	1,200
Peak Demand	716	790	817	844	871	898
Off-peak Demand	350	398	414	430	447	465

(2) 발전설비 현황 및 특성

현재 제주 전력계통에서 운영되는 전통적인 발전설비는 표 5에서와 같이 590MW로 총 10기 발전기가 운영되고 있으며, 기력발전기 4대가 기저부하를 담당하고 내연 및 가스터빈 발전기가 첨두부하를 담당하고 있다.

- 2) 경제적인계용량 : 제주지역 풍력발전기가 운전 한계용량을 초과하여 양도록 출력제약을 받는 경우에도 경제적 이용률이 보장되는 풍력발전 건설한계용량

Table. 5 Characteristics of generation facility

Generator	Capacity (MW)	Minimum Load(MW)	Ramp rate (MW/min)
Jeju Thermal P.P #2,3	75×2	45×1	1
South-Jeju Thermal P.P #1,2	100×2	55×2	5×2
Jeju Diesel P.P #1,2	40×2	-	1.2×2
Hallim C/C	35×2 35×1	-	8.7×2
Jeju Gas Turbine #3	55×1	-	5
Total(MW)	590	155	

향후 풍력발전량 증가와 제주-육지간 융통 전력량 증가 시에도 제주계통에서 운전되는 일반발전기의 최소발전량은 155MW(기력발전기 3기 운전)이다. 최소발전량은 전력계통 고장시의 고장전류 확보와 풍력발전기의 출력상실에 대응하기 위한 필수 발전량이다. 최소발전량은 전력수요가 낮은 시간에 풍력발전기 한계용량 산정하는 데에 중요한 요소이다.

전력수요의 급격한 변동 및 풍력발전기 출력변동에 대응할 수 있도록 일반발전기의 증감발출 또한 중요한 검토항목이다. 풍력발전기 출력변동은 계통주파수를 변화시키며 전기품질 유지범위 내에서 유지될 수 있도록 일반발전기들이 풍력발전기의 출력변동특성에 대응할 수 있는지 검토되어야 한다. 풍력발전기 10분 변동특성은 운전예비력³⁾ 확보 기준과 밀접하고 풍력발전기 1시간 변동특성은 운영예비력⁴⁾ 확보기준과 밀접하다. 표 5에서 보는 바와 같이 제주 전력계통에서 필수발전기만 운전되

- 3) 운전예비력 : Spinning Reserve. 전력계통에 연계되어 운전되면서 주파수조정에 즉시 참여할 수 있는 정격출력까지의 잔여용량
4) 운영예비력 : Operation Reserve. 20분 이내에 확보 및 이용이 가능한 예비력

는 상황에서의 증감발률은 11MW/분으로 10분 운전예비력으로 환산하면 110MW가 된다. 풍력발전기의 출력변동에 대비할 수 있는 운영예비력은 운전되는 발전기의 공급가능용량대비 잔여 예비력과 제주-육지간 고압직류송전선로(HVDC)의 송·수전 가능용량이다. 한계용량 검토에서 운영예비력은 풍력발전기 출력변동을 완충시켜 전력계통을 안정적으로 유지할 수 있도록 하는 조정가능용량으로 중요한 요소이다.

(3) 제주-육지간 HVDC 연계 현황

제주 전력계통에서 풍력발전기의 출력변동 및 발전설비의 고장에 대응할 수 있는 가장 중요한 전력설비는 제주-육지간 연계된 고압직류송전선로(HVDC)이다. 전력연계선은 용량범위 내에서 발전기의 출력변동량을 시간지연 없이 복구할 수 있는 운전예비력이다. 현재 제주-육지간 고압직류송전선로(HVDC)는 표 6에서와 같이 제1전력연계선(HVDC#1)이 정상운전 중이며, 제2전력연계선(HVDC#2)은 현재 시운전 중에 있어 조만간 준공될 예정이다. 제3전력연계선(HVDC#3)은 제6차 전력수급기본계획에 반영되어 2017년에 준공될 전망이다^[3].

Table. 6 Installation plan of HVDC from main Land to Jeju

	Capacity(MW)	Operating condition
HVDC#1	300(150×2)	Under operation. Minimum operating capacity is 40MW
HVDC#2	400(200×2)	Under testing operation. Bidirectional power transfer.
HVDC#3	200(200×1)	Installed by 2017. Bidirectional power transfer.

특히, 풍력발전 한계용량은 제주-육지간 고압직류송전선로(HVDC)의 운전방법에 따라

크게 영향을 받는다. 제1전력연계선(HVDC#1)의 경우처럼 제주에서 육지계통으로 송전이 불가능하고 수전만 가능한 경우 일반발전기와 마찬가지로 40MW의 최소운전 조건을 가진다. 그러나 제주계통에서 전국계통으로 송전이 가능한 제2전력연계선(HVDC#2) 및 제3전력연계선(HVDC#3)의 경우는 송전가능용량만큼 풍력발전 한계용량을 증대시키는 효과를 갖는다. 제주-육지간 고압직류송전선로는 제주 전력계통의 주파수조정에 참여하는 주전원이며 가장 빠른 응답특성을 갖는다. 주파수조정용량은 정격용량 전범위에 걸쳐 가능하여 운영예비력은 송·수전 전환용량까지 고려하면 정격용량의 2배에 달한다.

3.2 제주 풍력설비 한계용량 분석

향후 제주계통에서 풍력발전단지가 어떻게 운영될 것인지, 한계용량 제약을 어떻게 받을 것인지 표 7의 전력거래소 풍력설비 한계용량 산정 고려요소 및 기준을 통하여 살펴보자. 발전기 최저출력 제약 만족기준 등 4가지의 고려요소를 모두 만족하는 풍력발전기 운전용량 조건 즉 가장 작은 값으로 산정된다^[4].

Table. 7 Criteria of Wind power limit

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

(1) 발전기 최소출력 제약 만족여부

발전기 최소출력 제약만족 요소는 제주계통의 전력수요변동 및 풍력발전기의 갑작스런 정지 시에도 안정적인 전력공급을 보장하기 위하여 필수적으로 운전되는 일반발전기 최소발전량 및 전력연계선의 최소수전량으로 더 이상 줄일 수 없는 발전량을 고려하는 요소이다.

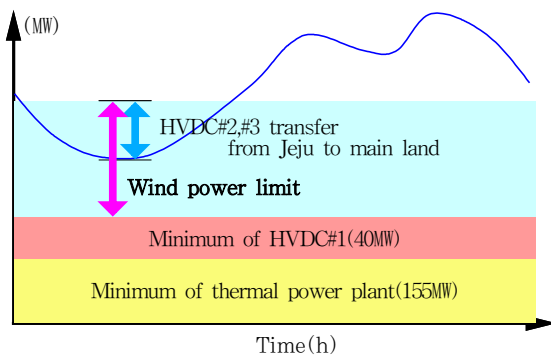


Fig. 1 Wind power limit by considering minimum load of thermal P.P & HVDC at minimum load

그림 1에서 제주계통 최저수요와 풍력발전기 최대출력이 겹치는 순간이 오면 전력수요보다 공급되는 발전력이 많게 되는 상황이 발생할 수 있다. 이런 상황을 방지하기 위하여 전력연계선과 일반발전기가 최소부하로 운전되는 상황에서 풍력발전기 출력이 더해져 전력수요를 초과하지 않는 최대용량의 풍력발전설비 출력 한계용량을 검토하는 것으로 산정식은 다음과 같다. 이 때 전력연계선을 통하여 육지계통으로 송전할 수 있는 만큼 풍력발전 출력을 증가시킬 수 있다.

$$P_{\text{풍력}} \leq P_{\text{최저수요}} - (P_{\text{발전기최소출력}} + P_{\text{HVDC1최소수전량}}) + P_{\text{HVDC23최대송전량}} \quad (1)$$

(2) 예비력 증감발률 만족여부

예비력 증감발률 만족 요소는 풍력발전기

출력변동 또는 갑작스런 정지 시에도 일반발전기와 전력연계선의 예비력으로 즉시 충족이 가능한 최대한의 풍력발전량이다.

$$P_{\text{풍력}} \leq P_{\text{HVDC}} + P_{\text{발전기10분최대용량}} \quad (2)$$

제주 전력계통에서 운영예비력은 전력연계선이 정상 운전되는 경우 전력연계선 정격용량에 해당되어 발전기 최소출력 제약만족 조건보다 큰 값이 되며, 전력연계선이 계획예방정비 또는 고장 등으로 정지되는 경우에는 고장용량만큼 제외되며, 모든 전력연계선이 정지되는 경우에는 운전되는 풍력발전설비 10분 출력변동성이 일반발전기 운전예비력보다 작아야 한다.

(3) 상정고장 발생시 계통안정 검토 및 정상 주파수 유지조건 만족

남제주기력(100MW)과 같은 대용량설비 상정고장 검토 시 전력계통의 안정여부 및 10초 주기 풍력발전기 최대변동량 대비 정상주파수 유지 가능여부를 검토한다. 이 또한 고압직류송전선로(HVDC)의 동시고장 상황만 아니라면 문제가 되지 않는다.

(4) 제주지역 풍력발전 한계용량

결국, 고압직류송전선로(HVDC)가 정상운전 되는 상황에서는 풍력발전 한계용량 고려요소 중 최저수요에서 ‘일반발전기 최저출력 제약’ 조건이 가장 최악의 조건이다. 즉, 풍력발전 한계용량은 식(1)과 같이 제주계통 최저수요에서 일반발전기 최소발전량을 제하고 전력연계선(HVDC) 송전가능량을 합한 값이다. 표 8은 최근 전력수요를 추이를 반영하여 2020년까지 제주지역 풍력발전 한계용량을 재검토한 것이다.

Table. 8 wind power limit [MW]

Year	2016	2017	2018	2019	2020
Minimum capacity	416	632	648	644	662
Operating Reserve	670	1,070	1,070	1,070	1,070
Contingency Analysis	Stable	Stable	Stable	Stable	Stable
Frequency Reserve	satisf-action	satisf-action	satisf-action	satisf-action	satisf-action
Wind power limit	416	632	648	644	662

전력거래소가 매년 발표하는 풍력한계용량은 풍력설비 건설 한계용량이 아니다. 정상운영 시 전력거래소가 제어에 관여하지 않는 풍력설비들에 대해서 안정적 계통운전을 위하여 필요시 제어할 수 있도록 하는 기준점이다. 2020년에 1,200MW의 풍력발전설비가 운영되어 한계용량 644MW를 초과한 1,000MW로 풍력발전기가 운전된다고 해서 출력을 제한하는 것이 아니며, 전력거래소는 644MW의 한계기준을 넘어선 풍력발전량에 대하여 기동/정지 또는 출력 조정 등의 급전지시를 통하여 전력수요에 맞게 운영하게 된다.

4. ESS 적용에 따른 한계용량 증대효과 분석

4.1 풍력발전 제약량 분석

2020년도 제주 전력계통에서 풍력발전 한계용량 초과로 인한 제약 발전량을 산정해 보고자 한다. 그림 2는 2020년도 1월 1일부터 1월 5일까지 1,200MW의 풍력발전설비가 운영되는 제주 전력계통의 상황을 예측한 것이다. 2013년도 1월 1일부터 1월 5일까지의 전력수요와 풍력발전량을 바탕으로 수요증가율과 풍력발전 설비용량의 변화를 그대로 반영하여 나타낸 것이다.

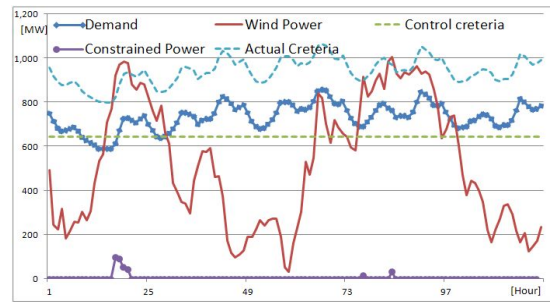


Fig. 2 Wind power output & Wind power limit

풍력발전량 산정 시에는 2012년도 제주지역 시간단위 풍력발전 이용률(22.2%)을 기준으로 2020년도 시간단위 풍력발전 이용률 및 발전량을 산정하였으며, 향후 제주지역에 건설될 풍력발전단지가 해상풍력발전단지 위주로 건설되는 점을 고려하여 육상풍력이용률 보다 20% 높을 것으로 반영하여 연평균 이용률은 26.58%로 전망하였다.

2020년도 제주전력계통에서 남제주기력#1 등 기력발전기 3대가 최소운전량으로 155MW 운전되고, 제1전력연계선은 최소수전량 40MW로 운전되며, 전력수요를 초과하여 발전된 풍력발전량은 제2전력연계선 및 제3전력연계선을 통하여 400MW까지 육지계통으로 송전하는 것을 가정할 수 있다. 이러한 2020년의 전력계통상황을 반영한 시간단위 풍력발전 한계용량을 산정하기 위하여 식(1)에서 ‘최저수요’를 매시간 마다의 ‘전력수요’로 적용하여 다음과 같이 작성할 수 있다.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{풍력}} &\leq P_{\text{전력수요}} - (P_{\text{발전기최소출력}} + P_{\text{HVDC1최소수전량}}) + P_{\text{HVDC23최대송전량}} \\
 &\leq P_{\text{전력수요}} - (155 + 40) + 400 \\
 &\leq P_{\text{전력수요}} + 205
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

즉, 2020년도 실시간 풍력발전 한계용량은

풍력발전량이 ‘전력수요+205MW’를 넘어서지 않는 범위이다. 그림 2에서 보는 바와 같이 2020년 1월 1일 17시부터 20시까지 풍력발전량이 실질한계용량을 초과하여 289MW의 풍력발전량 제약이 발생하였다. 같은 방법으로 1,200MW의 풍력발전설비가 운전되는 2020년도 전력계통에서 8,760시간 전체에 대한 풍력발전량 및 제약량을 검토한 결과 생산 가능한 총 풍력발전량은 총 2,725,060MWh이며, 운전한계용량 초과로 발전되지 못한 제약발전량은 68,539MWh로 2.45(%)의 발전량 제약이 발생할 것으로 전망되었다. 발전량 제약으로 풍력발전설비 이용률은 비계약시 예상이용률 26.58%에서 0.65% 낮아진 25.92%로 나타났다.

4.2 경부하시간 풍력발전에 의한 ESS 충전 가능성 검토

소규모 계통인 제주 전력계통에서의 풍력발전과 같은 불연속 전원의 안정적 운영 및 수용한계 증대를 위해서는 고압직류송전선로(HVDC) 및 전기에너지저장장치(ESS)의 연계가 불가피하다. 제주특별자치도에서는 풍력발전기 출력변동성 완화로 전력계통 영향을 최소화하기 위하여 사업허가 시 풍력발전단지 설비용량의 일정비율(10~20%)의 에너지저장장치 의무화를 추진하고 있다.

향후 2020년까지 추가적으로 1,100MW의 풍력발전설비가 건설되어, 총 1,200MW의 풍력발전설비가 운영되고, 에너지저장장치는 건설용량의 10%인 110MWh가 건설되어 운영될 것이라고 가정하여 에너지저장장치 운영방법에 따른 풍력발전 한계용량 증대효과를 살펴보고자 한다. 풍력사업자가 에너지저장장치를 활용한 수익창출 방법은 발전시장가격이 낮은 경부하시간에 충전하고 발전시장가격이 높은 피크시간에 전력을 판매하는 것이라고 가정할 수 있

다. 향후 제주 전력계통에 제2전력연계선 및 제3연계선 운영에 따라 제주지역의 경부하시간과 피크부하시간간의 발전시장가격차이는 제주발전기에 의한 가격결과 전국 발전시장 가격차이로 크게 벌어질 전망이다. 저장장치에 의한 전력재판매의 가능성은 더욱 커지게 된다.

풍력발전사업자의 경부하시간대 풍력발전기에 의한 에너지저장장치 충전가능여부 및 운영전략을 살펴보기 위하여 2009~2011년도 제주지역에서 운영된 용량 79~90MW 풍력설비의 발전실적을 바탕으로 2020년도 1,200MW의 풍력발전설비에 의해 110MWh의 에너지저장장치에 대한 경부하시간 충전전략이 가능한지를 검토하여 보았다.

그림 3에서와 같이 경부하시간(2시~7시)의 풍력발전에 의해 110MWh의 에너지저장장치를 충전한다고 가정했을 때 충전량 부족이 발생할 것으로 예상되는 날은 겨울철(12~2월)이 1일이며, 봄철(3~5월)이 5일, 여름철(6~8월)이 21일, 가을철(9~11월)이 10일로 연간 37일 정도로 예상된다.

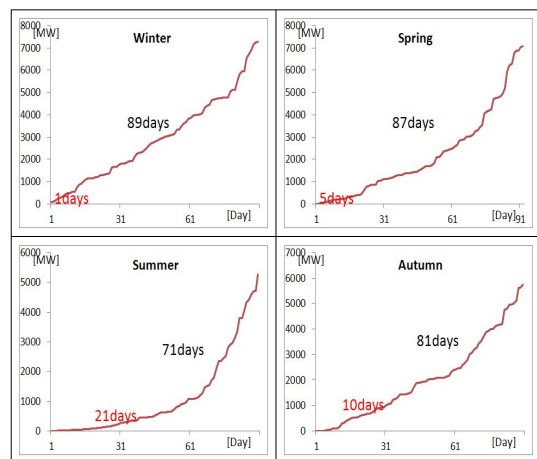


Fig. 3 Possibility evaluation of 110MWh ESS charging by 1,200MWh W.F during off-peak demand in 2020

4.3 ESS에 의한 풍력 한계용량 증대효과

앞에서 살펴본 바와 같이 제주지역 풍력발전 수용한계에 절대적인 영향을 미치는 요소는 최저수요 기간 중 필수발전기 최소부하량과 전력연계선 송전량이다. 그림 4에서와 같이 에너지저장장치는 경부하기간 중 풍력발전량을 충전함으로써 최저수요를 높이는 효과로 풍력발전 한계용량을 증대시킬 수 있다. 표 9 및 그림 4에서는 2020년도 전력계통에서 110MWh의 에너지저장장치를 이용하여 경부하기간 중 풍력발전에 의해 생산된 발전량을 에너지저장장치를 이용하여 충전하고 피크부하시간에 방전하는 충·방전 운영전략을 나타내었다.

Table. 9 110MWh ESS's Charging Strategy by 1,200MWh W.F in 2020

Time	2~3	3~4	4~5	5~6	Total
Winter	22	33	32	21	108
Spring	21	32	33	21	107
Summer	11	28	35	33	107
Autumn	34	36	32	6	108

계절별 전력수요와 경부하기간 중 풍력발전기 출력특성에 맞춰 충전전략을 수립할 수 있다. 여름철에 경부하 대비 피크부하 편차가 가장 크고 전력판매 가격 또한 그만큼 크겠지만 풍력발전기 이용률이 가장 낮아 효과가 적고 겨울철에는 전력수요도 높고 풍력발전량이 충분하여 판매차액을 이용한 충방전 운영전략의 활용가능성이 매우 높을 것으로 전망된다. 표 9에서 나타난 바와 같이 최저수요시간(3~5시)에 운영되는 에너지저장장치 비율은 약 30%에 달한다는 것을 알 수 있다.

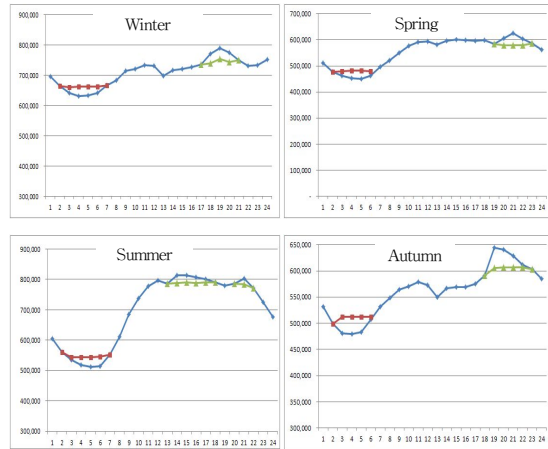


Fig. 4 110MWh ESS's Charging Strategy by 1,200MWh W.F in 2020

또한, 풍력예측시스템을 활용하는 풍력사업자의 경우에는 발전판매가격이 낮은 시간(3~5시)에 집중하여 50~100%로 충전하고 높은 시간에 판매하는 전략을 활용함으로써 에너지저장장치의 활용과 수익성을 더욱 높일 수 있을 것이다.

이러한 에너지저장장치 운영형태에 따라 표 10에서는 향후 2020년까지 건설되는 풍력발전용량의 10%에 해당하는 110MWh의 에너지저장장치가 풍력발전단지에서 운영되는 것을 가정하여 풍력발전 한계용량 증대효과를 분석하였다. 경부하기간 중 최저수요시간(3~5시)에 에너지저장장치 용량의 30%를 충전하는 경우와 풍력예측시스템 활용을 통하여 최저수요시간에 집중하여 50%까지 충전하는 경우를 가정하여 2020년도 풍력발전 제약량 감소효과를 산출해 보았다.

풍력발전사업자는 풍력발전량이 한계용량 초과로 발전량 제약을 받을 가능성이 높을수록 에너지저장장치에 충전한다고 가정할 수 있으므로 실질적인 풍력발전 한계용량은 에너지저장장치 충전용량만큼 상향된다.

Table. 10 Wind power constraints decreasing effect by using ESS at 10% of W.F capacity

Charging Strategy	Unuse ESS	Charging 30% of ESS at off-peak Demand	Charging 50% of ESS using wind forecasting system.
Wind output [MWh]	2,725,060	2,740,478	2,751,676
Constraints [MWh]	68,539	50,301 (Δ18,238)	39,875 (Δ28,664)
Constraints (Decrement[%])	2.45	1.80 (Δ0.65)	1.43 (Δ1.03)
Capacity Factor (Increment[%])	25.92	26.10 (+0.17)	26.20 (+0.27)

1,200MW 풍력발전설비와 110MWh 에너지저장장치가 운영되는 2020년도 제주계통에서 풍력발전 한계용량은 에너지저장장치용량의 30%~50%인 33~55MW 만큼 상향된다. 또한 표 10에서와 같이 에너지저장장치를 운영하지 않을 경우 한계용량 초과로 인한 풍력발전기의 발전량 제약은 68,539MWh 로 가능발전량의 2.45%의 발전량제약이 발생할 것으로 전망되지만 110MWh 의 전기에너지 저장장치를 이용하여 최저수요시간(3~5시) 동안 에너지저장장치 30% 충전전략으로 운영할 경우 풍력발전 제약량은 50,301MWh 로 감소하고 풍력발전 이용률은 0.17% 상승할 것으로 전망되고 있다.

5. 결 론

본 논문에서는 전력거래소 제주지역 풍력발전 한계용량 산정기준에 따라 2016년부터 2020년까지의 풍력발전 한계용량을 살펴보았으며, 2020년도 풍력발전 한계용량 초과에 따른 풍력발전 제약량과 에너지저장장치를 이용한 한계용량 증대효과를 분석하였다. 본 논문의 결론을 요약하면 다음과 같다.

(1) 제주 전력계통 풍력발전 한계용량은 4가

지 고려요소 중 최악의 조건인 최저수요 기간중 발전기 최소출력과 전력연계선 송전용량에 의하여 결정된다.

(2) 풍력발전설비용량 10%의 에너지저장장치를 보유한 풍력발전사업자가 판매가격이 낮은 경부하시간에 충전하는 전략에 따라 최저수요 증가효과는 에너지저장장치 용량의 30%로 평가된다.

(3) 1,200MW의 풍력발전설비가 운영되는 2020년도 제주계통에서 110MWh의 에너지저장장치 운영으로 풍력한계용량 증대효과는 에너지저장장치 용량의 30~50%인 33MW~55MW이며, 최저수요시간에 에너지저장장치 용량의 30% 충전전략 가정 시 풍력발전제약량 감소효과는 18,238MWh, 풍력설비이용률은 0.17% 증가하고, 50% 충전전략 가정 시 풍력발전 제약량 감소효과는 28,664MWh로 풍력설비이용률은 0.27% 증가할 것으로 나타났다.

후 기

본 연구는 2013학년도 제주대학교 학술진흥연구비 지원사업에 의하여 연구되었습니다.

참 고 문 헌

1. Jeju Special Self-Governing Province, Fundamental Renewable Energy Supply Development Plan of Jeju, 2009.
2. Jeju Special Self-Governing Province, Wind Farm Development and General Administration Plan of Jeju, 2012.
3. Korea Power Exchange, Evaluation Report for Limit of Wind Power integrating into Jeju Power System, Oct. 2013.
4. Ministry of Knowledge Economy, The 6th Long-term Plan of Electric Resource. Feb. 2013.