

에너지전환을 위한 전력시스템·전력시장의 통합적 개혁 방안 토론회 발표자료집

An Integrated Reform Plan for the
Power System and Power Market in Support of Energy

2023.11

에너지전환을 위한 전력시스템·전력시장의 통합적 개혁 방안 토론회 발표자료집

An Integrated Reform Plan for the
Power System and Power Market in Support of Energy

2023.11

목차

1. 발표

- ① 영국, 아일랜드의 전력시장 현안과 시사점 01
에너지전환포럼 석광훈 전문위원
- ② 덴마크, 독일의 전력시장 현안과 시사점 13
녹색에너지전략연구소 권필석 소장
- ③ 제주 전력시장 개선방안 24
전력거래소 실시간시장팀 김진이 팀장
- ④ 제주도 재생에너지 출력조정의 이유와 개선방안 37
전력거래소 계통계획팀 이창근 팀장

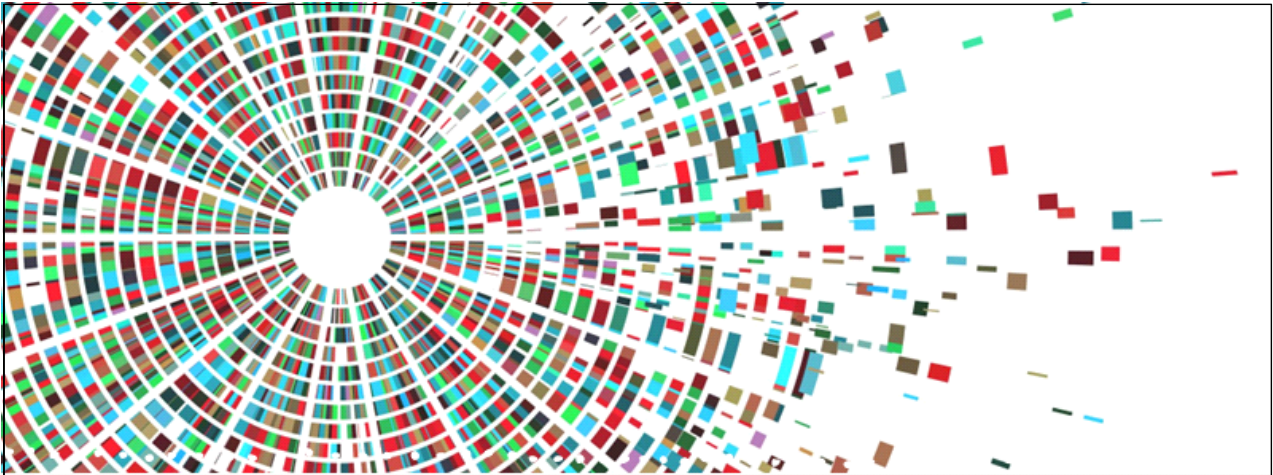
2. 토론

- ① 김성수 한국공학대학교 교수 47
- ② 김영산 한양대학교 교수 50
- ③ 김자현 기후솔루션 연구원 53
- ④ 이유수 에너지경제연구원 선임연구위원 56
- ⑤ 정해성 장인의공간 대표 59

1

영국, 아일랜드의 전력시장 현안과 시사점

에너지전환포럼 석광훈 전문위원



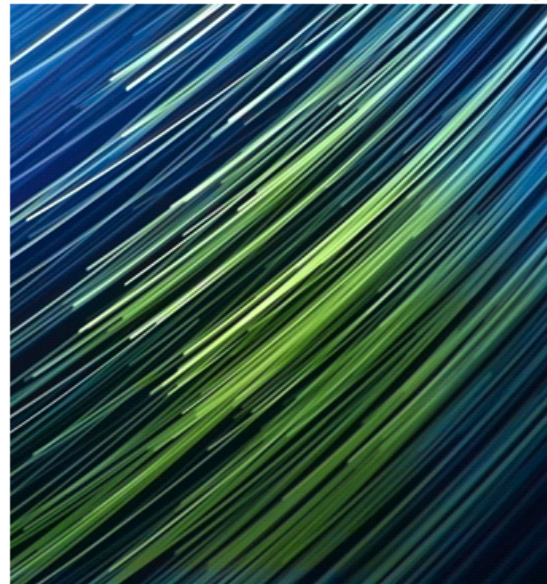
영국, 아일랜드의 전력시장현안과 시사점

에너지전환포럼 석광훈 전문위원

에너지전환시대의 전력산업시장 통합적 개혁방안 토론회 (2023년 11월10일)

목차

1. 발표의 배경
2. 영국 사례
3. 아일랜드 사례
4. 시사점



1. 영국, 아일랜드 사례발표의 배경

3

영국, 아일랜드 사례발표의 배경

- 영국, 아일랜드는 대륙과 HVDC연계를 늘리고 있으나, 교류기준 여전히 고립계통임에도 높은 RE비중 실현
- 영국은 앞선 전력시장 경쟁도입(1989)이후에도, RE증가 대책으로 변동형 소매요금제, 지역별한계가격 추진
 - RE증가 고립전력계통에서 원전에 대한 대처경험도 중요
- 아일랜드는 유럽에서 늦게 전력시장을 개방한 사례지만, 2018년 시장개혁으로 양방향입찰, 당일시장, 신규보조서비스 도입으로 고립계통의 한계를 극복하며 탄소중립을 실현하는 사례
 - “2030년 RE 80%”목표달성을 위해 계통운영기준 개선현황도 중요

4

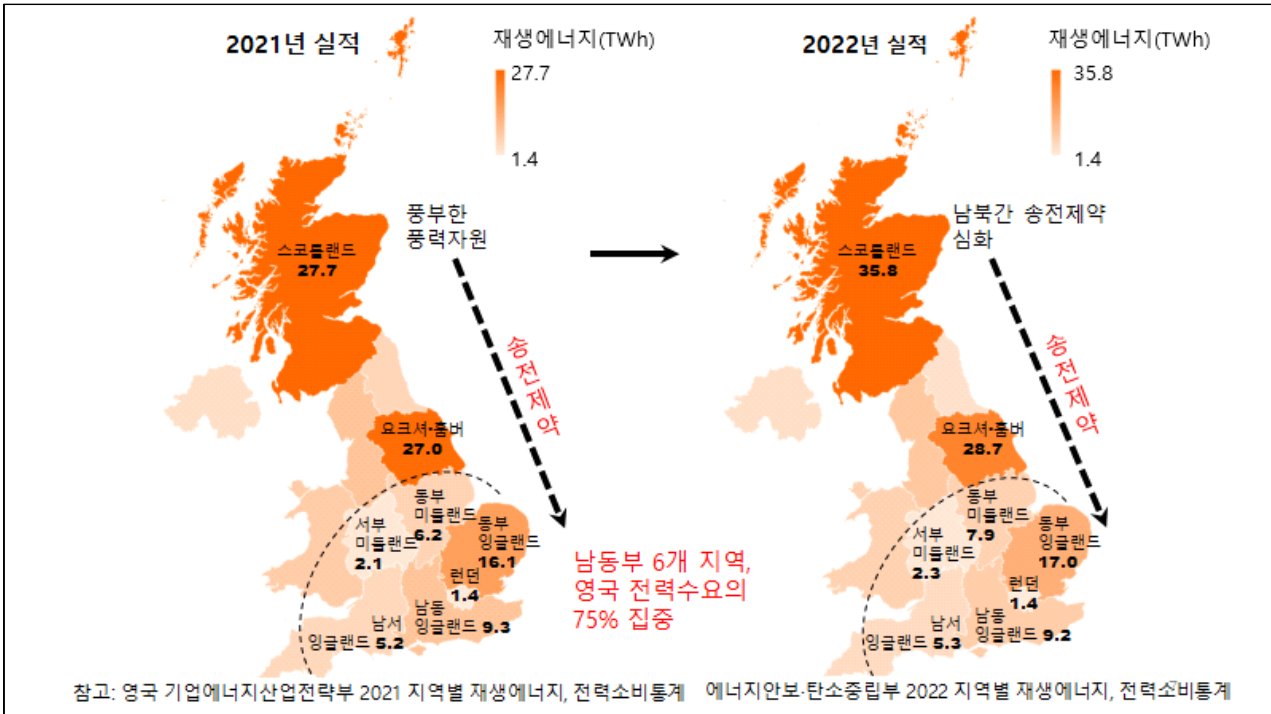
4개 독립전력계통의 현황(2022~'23실적)

	영국	한국	아일랜드(IE+NI)	제주
인구	6천5백만	5천1백만	7백만	7십만
최대 전력수요	46GW (최저 15GW)	94.5GW (최저 38GW)	5.5GW	1.1GW
RE비중	41.4% (수출입량 제외)	9.5%(7.6%) (상용자가발전포함)	38.6% (수출입량 제외)	19.2%
전력시장	도매: 지역차등 송배전요금 소매: 변동형 요금제 허용	CBP시장, 전국단일요금제	-	전국단일요금제

5

2. 영국사례

6

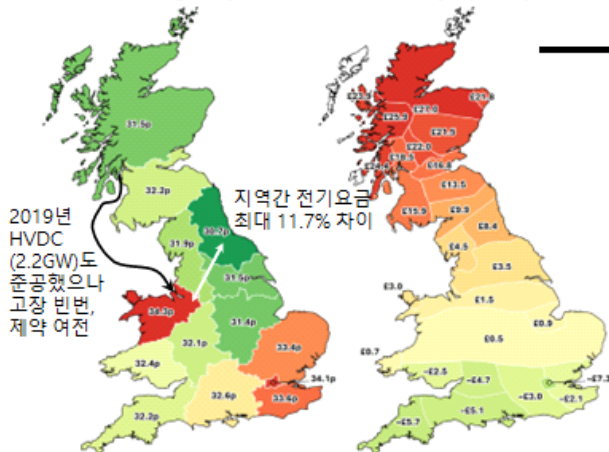


영국의 차등 송배전요금과 Nodal Pricing

현행 송배전비반영 소비자요금 및 발전사업자 부담금 OFGEM, 지역별한계가격(LMP) 도입권고(2023)

Household tariffs (p/kWh):

Generator tariff (£m per GW):



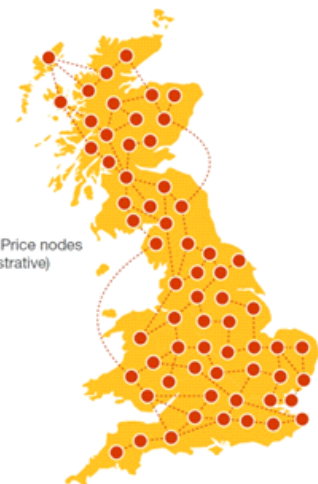
Nodal Pricing

System divided into many "nodes" with individual prices.

International examples:

- USA
- UK
- New Zealand
- Canada
- Singapore

Key:
● GB Price nodes (illustrative)



출처: Drax Electric Insights 2022 3Q, National Grid ESO 2022

OFGEM의 지역별한계가격(LMP) 권고배경

- RE비중 40%~, 연료비는 감소하지만 송전제약, 밸런싱비용 증가
- 기존 송배전요금은 고정가격, 정교한 위치·시간별 가치 반영필요
- 전쟁과 SMP폭등에 대한 정치권의 반발(RE, 원전의 “초과수익” 과세, 도매시장분할 주장 등)에 정확한 대응 필요성 제기
- 에너지안보·탄소중립부의 <전력시장 여건검토(REMA)> 보고서의 핵심 개혁방안으로 LMP, 특히 Nodal Pricing을 권고

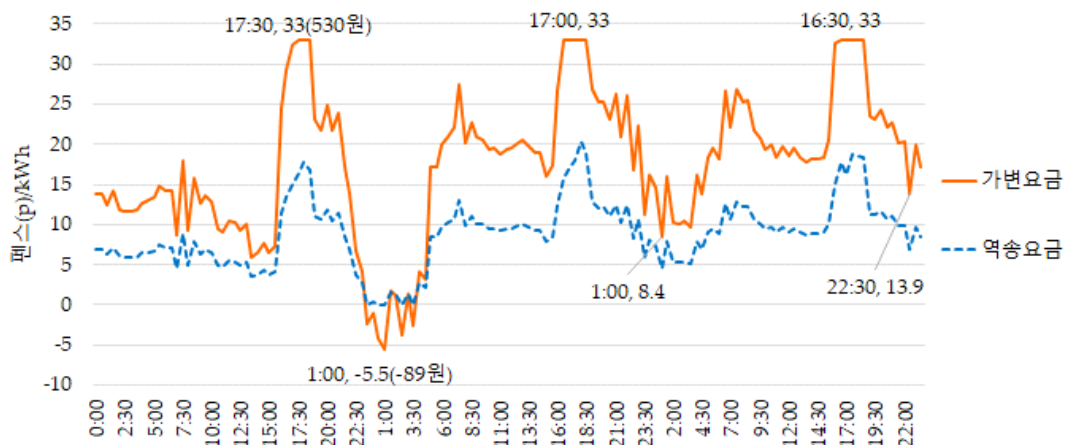
	경제적 편익	호당 요금절감	사회적 편익	CO2 감축량
Nodal Pricing	£280억~510억	연간 £120	£130억~230억	65~100MtCO2
Zonal Pricing	£150억~310억		£60억~150억	

출처: OFGEM, “Assessment of Locational Wholesale Pricing for GB”(30 Oct. 2023)

9

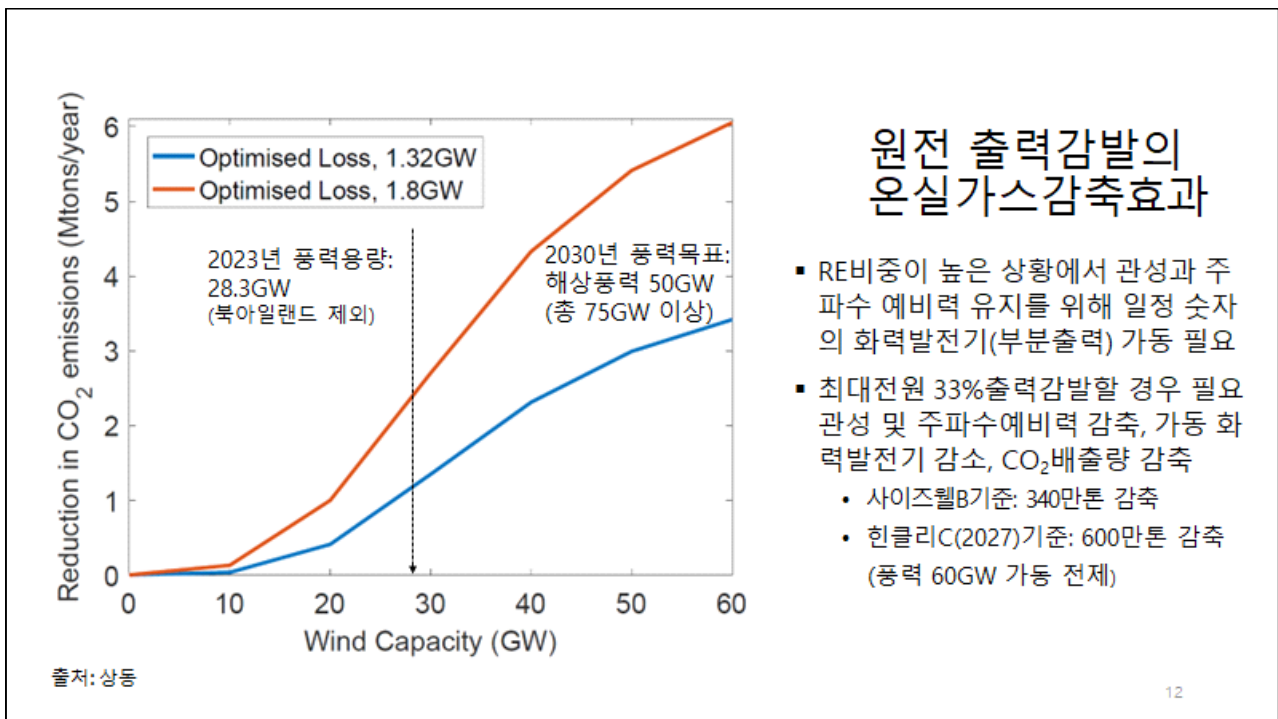
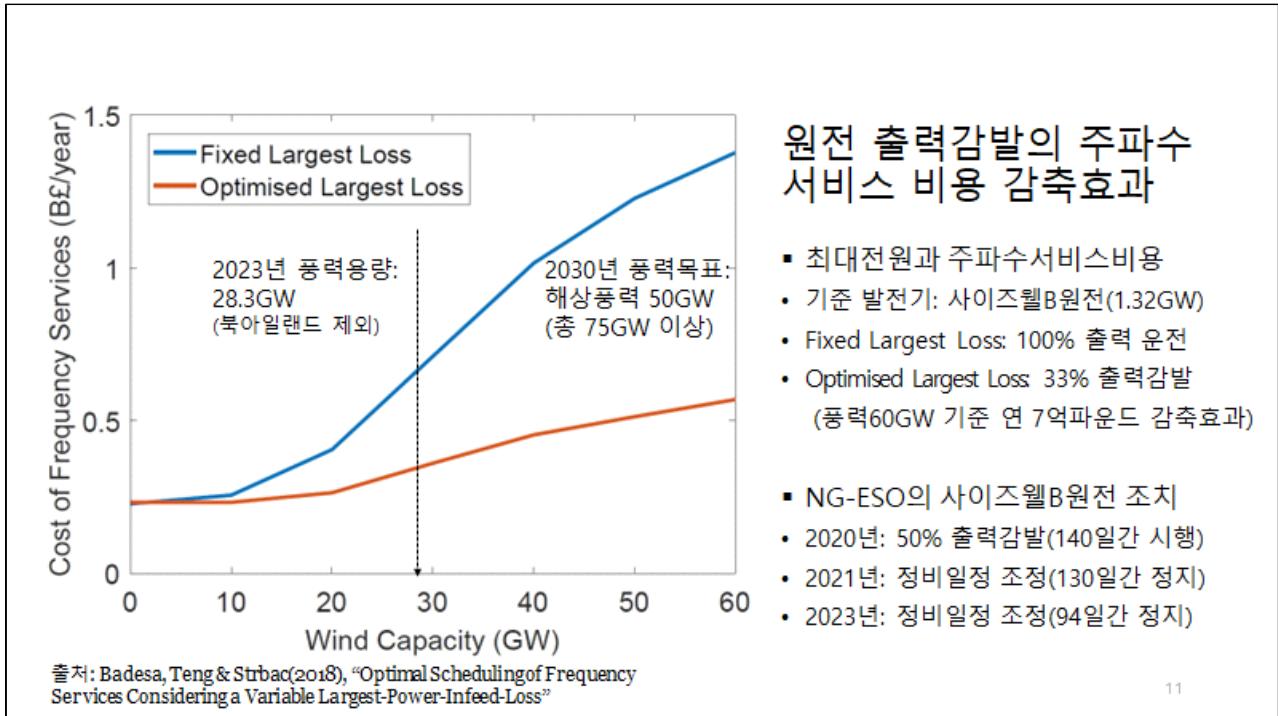
영국 옥토퍼스의 변동형 소매요금(+역송요금)

-4월 10-12일(월, 화, 수) 30분단위 가정용 소비단가(동부 미들랜드지역)
(역송요금: 가정용 태양광 및 배터리에서 배전망으로 판매할 경우 요금)



출처: <https://dashboards.energy-stats.uk/> ※세부요금명칭은 "Agile Import", "Agile Outgoing"

10



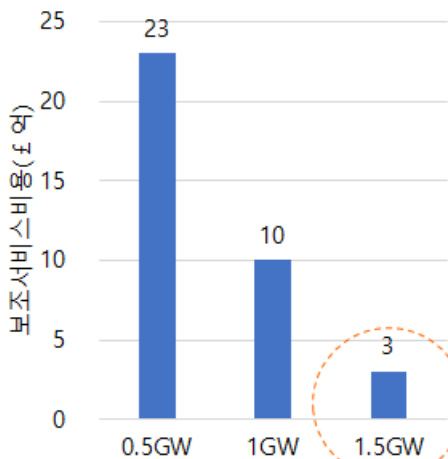
2021년후 관성, 주파수예비력 정책변화

- 계통관성저하에 대응하기 위해 Stability Pathfinder 1차사업으로 동기조상기(12.5GVA.s) 설치운영중, 2차로 스코틀랜드 인버터기반 관성(6GVA.s & SCL), 잉글랜드·웨일즈 동기조상기(15GVA.s & SCL) 계약진행(계약기간 2024~'35)
- 관성저하와 신규원전(1.8GW, 2027) 진입에 따른 증가하는 주파수변화율에 대응하기 위해 기존 1차예비력 서비스(화석연료 발전기)를 배터리기반 동적억제(Dynamic Containment)로 대체중
 - 0.5초내 반응해 1초내 최대출력 도달
 - 2023년 상반기 기준 총 1,400MW 확보 실현(하루전시장)

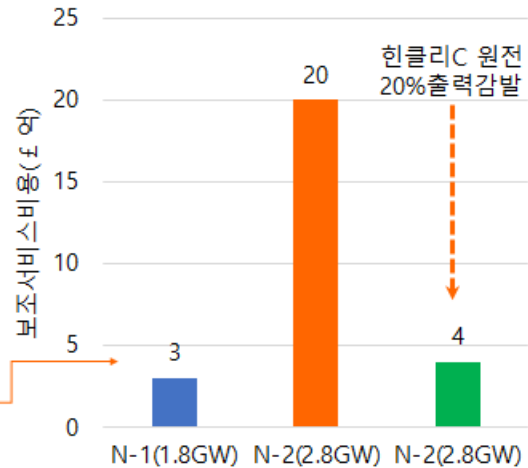
13

배터리기반 예비력과 출력감발의 비용감축효과

동적억제 예비력 조달량과 보조서비스비용:
2030년 N-1상정사고 기준(한클리C 원전, 1.8GW)

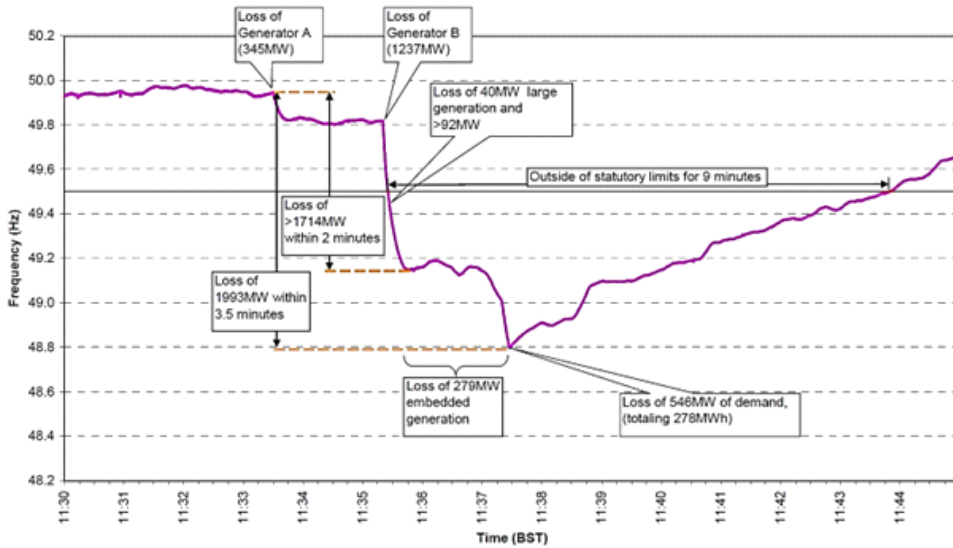


동적억제 예비력 15GW 조달 전제 보조서비스비용:
2030년 N-1, N-2 (한클리C 1.8GW + HMDC 1GW)



출처: Badesa et al.(2021), "Ancillary services in Great Britain during the COVID-19 lockdown: A glimpse of the carbon-free future" ¹⁴

2008년 석탄, 원전(사이즈웰B) 연속고장과 정전사례

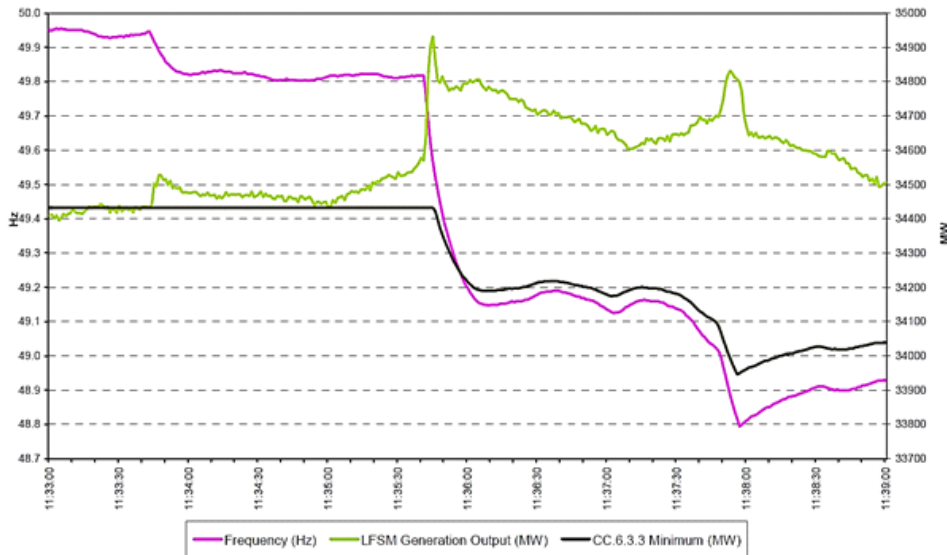


계통수요 41,550MW에서 별개원인으로 석탄 (345MW), 원전(1,237MW)이 2분간격으로 불시정지, 합계 1,582MW(3.8%) 탈락
원전불시정지 및 주파수 하락에 따라 1.5분내 분산전원 411MW 추가탈락
제한치인 48.8Hz까지 주파수하락, 부하차단장치 작동(55만호 정전)
석탄과 원전 연속고장(N-1-1)만으로 정전은 불가피했던 것으로 최종평가

출처: National Grid (2009), "Report of the National Grid Investigation into the Frequency Deviation and Automatic Demand Disconnection that occurred on the 27th May 2008"

15

Aggregate Output of LFSM Generation against Grid Code CC.6.3.3



보조서비스에 포함되지 않은 다수의 발전기들이 계통기준에서 규정한 최소 출력 유지조건 이상으로
관성 및 조속기운전 (Governor Free)을 통해 원전불시정지 직후 주파수하락 억제에 기여한 상황

※LFSM: Limited Frequency Sensitive Mode 발전기, CC 6.3.3: Connection Condition 계통 연계조건 기준
출처: 상동

16

3. 아일랜드 사례

17

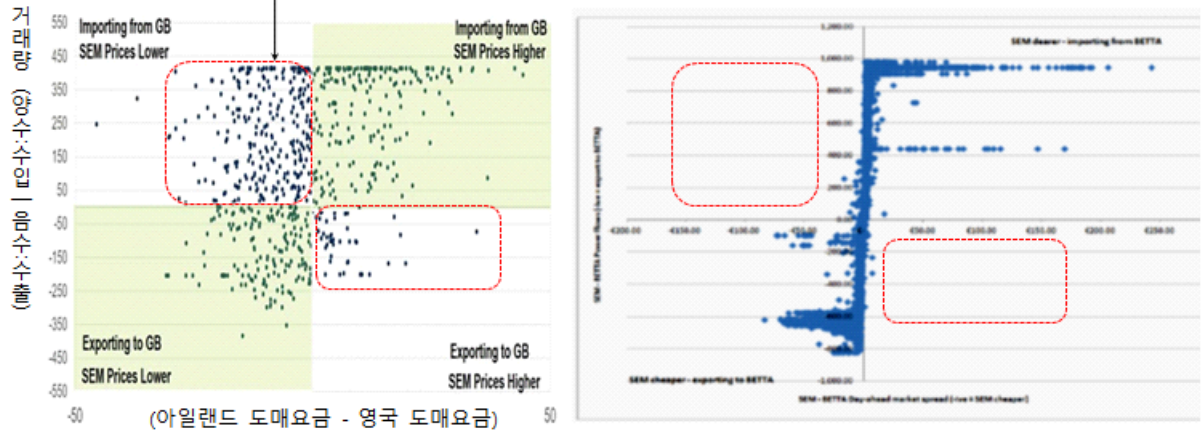
아일랜드의 2018년 전력시장 개혁

- 2018년 이전 아일랜드는 당일시장, 양방향입찰 부재, 보조서비스의 한계로 재생에너지 비중 확대에 한계 봉착
- 2018년 북아일랜드(NI), 아일랜드공화국(IE)의 시장을 통합하고, 당일시장, 양방향입찰, 네거티브 도매가격 도입, 보조서비스(기존 7개)에 신규 7개 도입
- 과거 영국과의 2개 연계선(각각 500MW급)거래가 도매가격 및 풍력출력제한과 무관하게 진행되었으나, 시장개혁이후 합리화
- 양방향입찰, 네거티브 가격, 관성서비스(동기조상기),

18

시장개혁(2018) 전후 영국과의 거래패턴 변화

풍력출력제한 상황에서 영국으로부터 수입

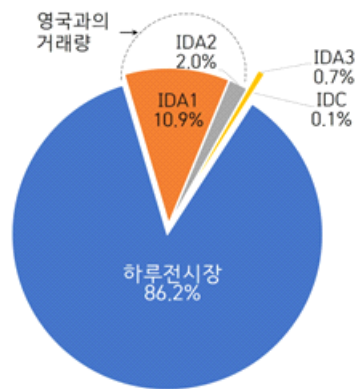
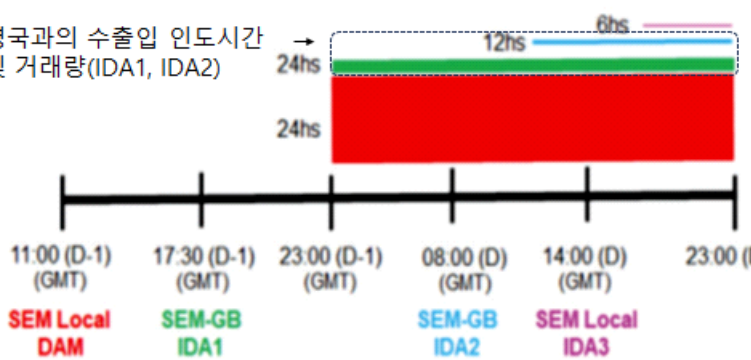


출처: Single Electricity Market Committee 2019

19

아일랜드 당일시장의 입찰 및 거래시간 (2021년 실적)

영국과의 수출입 인도시간 및 거래량(IDA1, IDA2)



출처: Single Electricity Market Committee 2022

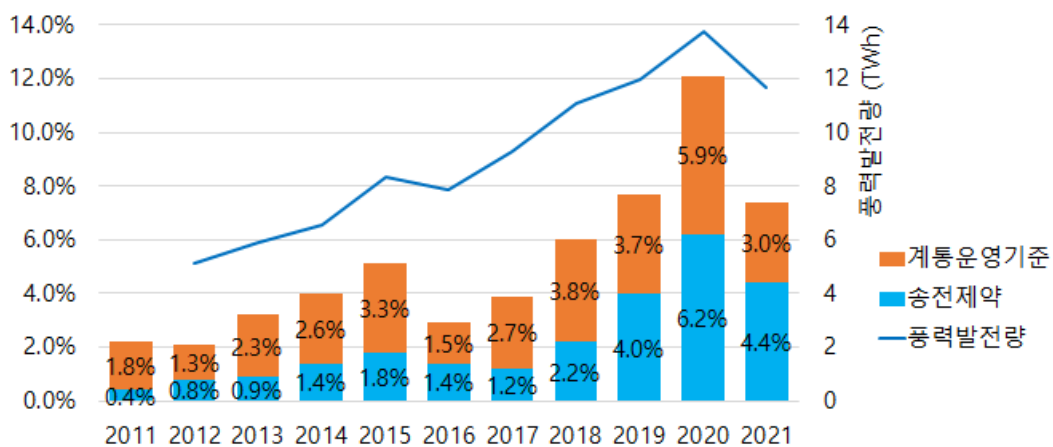
20

아일랜드 계통운영기관의 출력제한기준과 개념

- 아일랜드 내부에서 남북간 송전제약
- 전통발전기 의무가동수(MUON: 7기)= Minimum Number of Conventional units Online
- 비동기전원 순간침투율(SNSP: 75%) = $\frac{\text{태양광} + \text{풍력} + \text{HVDC수입(MW)}}{\text{전력계통수요} + \text{HVDC수출(MW)}}$
- 주파수변화율(RoCoF: 1Hz/s) = $\frac{\text{계통주파수}(f) \times \text{최대발전기용량(MW)}}{2 \times [\text{계통관성(MW.s)} - \text{최대발전기관성(MW.s)}]}$

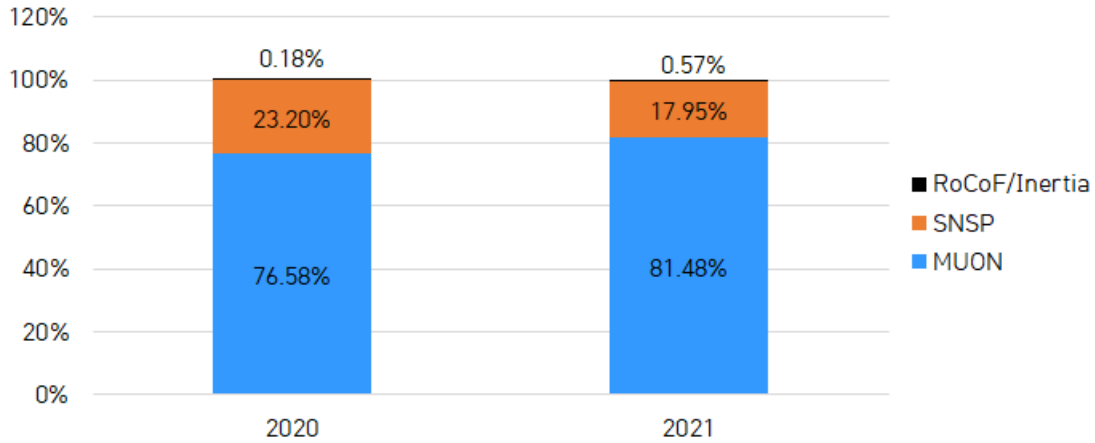
22

아일랜드의 풍력 출력제한 비중변화 -2019년 이후 출력제한 원인에서 송전제약이 계통운영규칙 역전



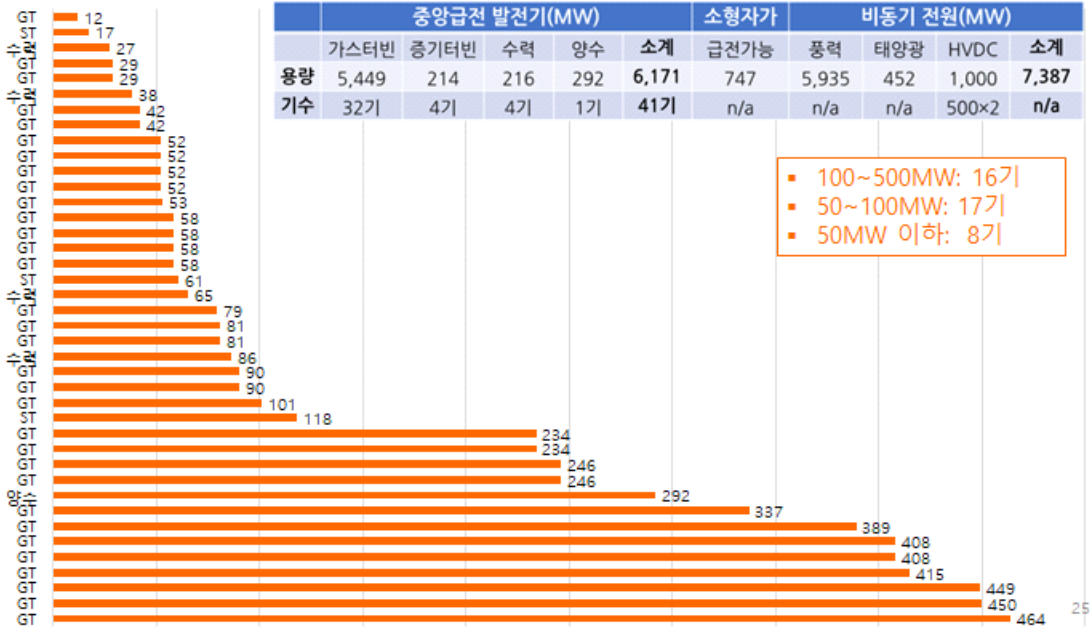
출처: Hurtado et al.(incoming), "Analysis of Wind Energy Curtailment in the Ireland and Northern Ireland Power Systems" 23

아일랜드 풍력 출력제한의 원인별 비중



※RoCoF/Inertia: 주파수변화를-관성, SNSP: 비동기전원 순간침투율, MUON: 대형 전통발전기 의무 가동수
출처: Hurtado et al.(incoming), "Analysis of Wind Energy Curtailment in the Ireland and Northern Ireland Power Systems"

아일랜드 전통발전기들의 용량별 분포



아일랜드의 전력계통 규칙개선 로드맵

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2030
여건 변화			HVDC (Greenlink)	신규 관성도입	HVDC (Celtic 700MW)		해상 풍력	
최저 계통관성	23GW.s	20GW.s	20GW.s		20GW.s	20GW.s		
주파수 변화율	0.5Hz/s ->1Hz/s	1Hz/s						
SNSP	75%		~80%		~85%		~90%	~95%
MUON	8기	7기	7기		~6기	~5기	4기	~3기

출처: EirGrid & SONI (2022), Operational Policy Roadmap 2023-2030
 ※음영부분은 시험운영기간

26

4. 시사점

27

영국사례의 시사점

- 고립계통-RE확대라는 조건에서 신규 송전선, 보조서비스, 밸런싱시장 등의 개선은 각각 한계가 있으며, 각 수단들이 정합성을 갖고 작동하도록 근본적인 시장구조개혁 필요성 시사
 - OFGEM의 Nodal Pricing 권고가 실제로 도입될 경우, 내년 Zonal Pricing 도입여부를 결정할 EU의 정책에도 영향을 미칠 것으로 전망
 - 옥토퍼스의 가정용 변동형요금 및 태양광·배터리·히트펌프·자동제어프로그램(Kraken)은 OFGEM의 시장개혁에 부합하며 시장표준으로 등극전망
- 관성저하추세에서 배터리 조달로 주파수대응 비용을 감축하고 했으나, 원전의 정상가동은 막대한 비용유발, 출력감발 불가피
 - 영국은 2028년 가동원전 3기(SZB 1기, HPC 2기)에 불과할 전망이지만, 국내는 25기 가동, 신규원전으로 향후 막대한 비용책임 명료화 필요

28

아일랜드 사례의 시사점

- 아일랜드는 늦은 시장개혁 사례지만, RE확대에서 양방향입찰, 당일시장, 보조서비스시장 등은 필수조건임을 재확인
- 계통규칙의 투명하고 체계적 개선 조치들로 계통규칙으로 인한 풍력발전 출력제한이 점차 완화되는 추세 확인
 - 제주계통의 경우 출력제한의 투명한 기준과 개선 로드맵 제시필요
- 아일랜드의 전통발전기 41기중 100MW이하는 25기(50MW이하 8기)로 소형이라는 점도 중요
 - 아일랜드의 1/5규모인 제주계통에서 전통발전기들의 소형화 필요

29

2

덴마크, 독일의 전력시장 현안과 시사점

녹색에너지전략연구소 권필석 소장



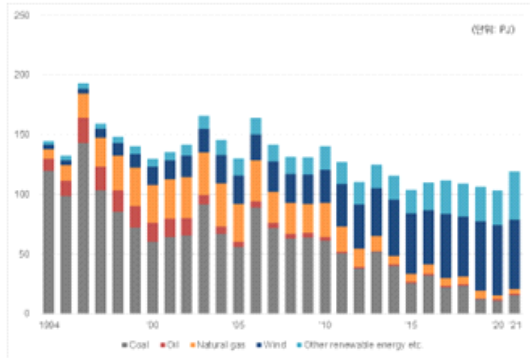
The page contains a table of contents. The title '목차' is positioned on the left. The table lists three items: '서론', '덴마크 전력시장', and '독일 전력시장'. The GESI logo is located in the top right corner of the page.

목차
• 서론
• 덴마크 전력시장
• 독일 전력시장

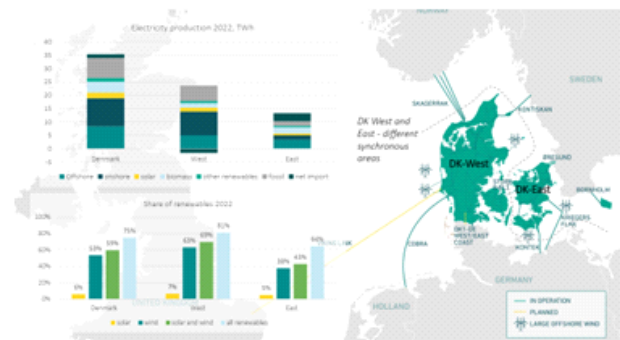
덴마크 에너지전환과 전망

- 2011년에 2050년 탄소중립을 선언할 정도로 기후변화 대응 선도 국가
- 90년대(석탄을 주연료) -> 연료다원화시기(2000,2010년대) -> 재생에너지 위주(2010년 이후)
- 덴마크 전력생산량 35TWh (서부 24TWh, 동부 11TWh), 재생에너지 비중은 75%(태양광+풍력, 59%), 서부덴마크의 경우 70%(태양광+풍력)
- 높은 지역난방 비중(가구수 기준 64%)

〈덴마크 전력부문의 연료 믹스〉



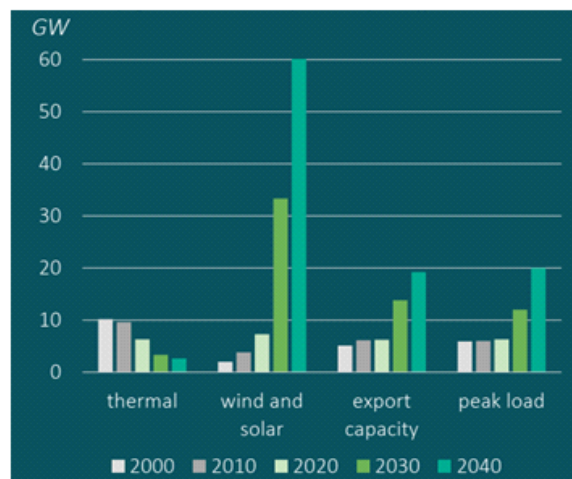
〈서부, 동부 덴마크 전력 생산 및 재생에너지 비중〉



덴마크 탄소중립로드맵

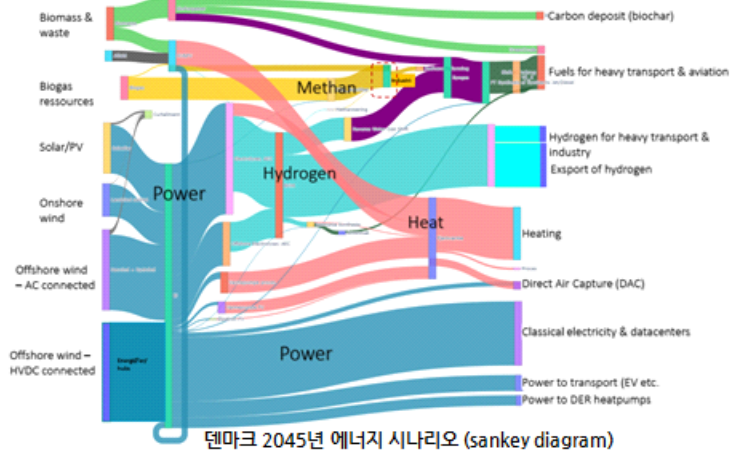
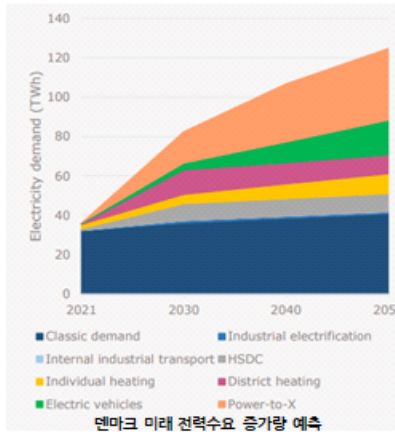
- 2050년 탄소중립을 달성하기 위해 2030년까지 재생에너지 전력 비중을 100%로 상향
- 2040년까지의 계획을 살펴보면
 - 육상풍력 Repower, 태양광 확대, 해상풍력의 확대
 - 화력발전소의 용량은 현재 수준의 20% 이하로 운영
 - 태양광과 풍력의 용량을 7배 수준으로 증가
 - 국가간 송전망 용량도 현재 수준의 3배 증가
 - 다른 수요의 전기화로 인한 전력 수요 피크 4배 증가

덴마크의 전력 생산 소비용량(Thermal, Renewable), 송전망 용량, 피크수요 전망 (2040년까지)



덴마크 탄소중립로드맵

- 전기화로 인한 전력 수요 증가
- 전력 수요증가+전기화+수소 및 무탄소 합성연료 생산을 위한 전기화로 인해 2050년까지 전력수요 5배 증가
- Power to X(수소 및 합성연료)의 생산 증가에는 수소의 수출도 염두에 두고 있음



덴마크 전력시장의 변화

- 자유화 이전 덴마크 전력시장은 발전 부문 개방을 하기 전 한국 전력시장과 흡사
 - 차이점은 배전부문이 지역독점(소비자조합 혹은 지자체 소유), 200개 이상의 배전회사(1995) -> 43개(2020)
- 자유화 이후의 덴마크 전력시장은 발전 부문과 소매부문의 경쟁체제를 갖춘
 - 발전과 소매 부문은 반독점규제와 EU의 REMIT 하에 운영

전력부문	자유화 이전(1996년 이전)		자유화 이후(2020년)	
	구조	가격규제	구조	가격규제
발전	<ul style="list-style-type: none"> 지역독점 수직통합화 	<ul style="list-style-type: none"> 비영리 필수적인 비용만 가격에 반영 규제기관의 감시 	상업	<ul style="list-style-type: none"> 반독점규제 EU규제(REMIT)
송전			독점	<ul style="list-style-type: none"> 비영리 필수적인 비용만 반영
배전			독점	<ul style="list-style-type: none"> 비용상한제 규제기관의 감시
소매			상업	<ul style="list-style-type: none"> 반독점규제 EU규제(REMIT)

덴마크 전력시장 비교 (1996(자유화 이전), 2020(자유화 이후))

덴마크 전력시장의 변화

- REMIT (Regulation on Wholesale Energy Market integrity and Transparency)

- EU 규제 (전력, 가스 시장)
- 2011 년에 도입
- 주요 활동
 - Market abuse 정의
 - Market abuse 금지
 - 시장참여자에게 적시에 투명하고 효과적인 정보 공개 요구
 - 수상한 거래 발견시 리포트 요구

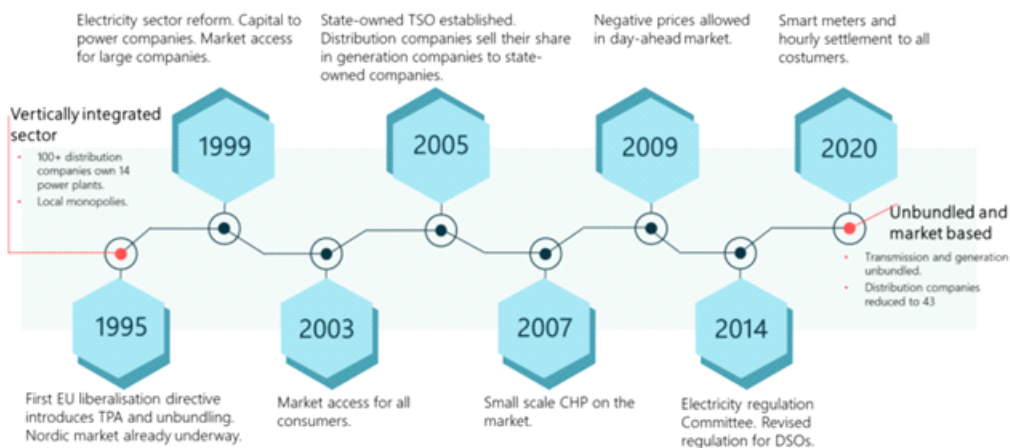
2021 Performance Highlights

Building trust through monitoring of wholesale gas and power markets



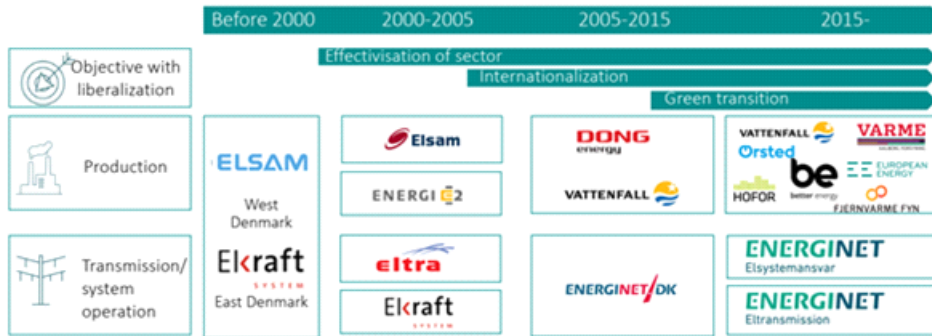
REMIT 2021 highlight

덴마크 전력시장의 변화



덴마크 전력시장의 변화

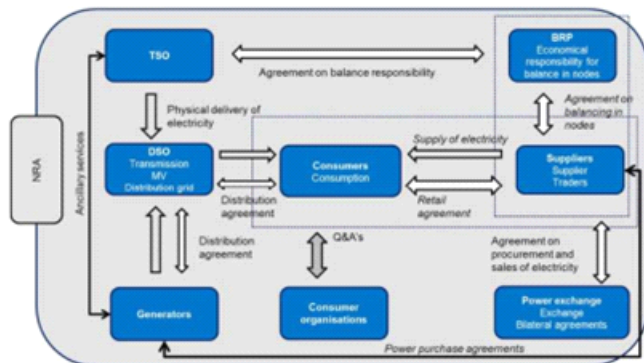
- 시장 참가자의 다변화로 market abuse 를 최소화



덴마크 전력시장 변화에 따른 시장 참여자의 변화

덴마크 전력시장의 변화

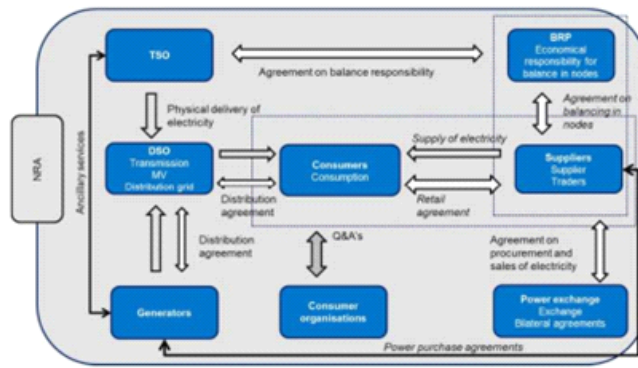
- TSO(Energinet)
 - 송전망 관리 및 계획
 - 전력시장에서 시장참여자들이 공정한 경쟁 확보
 - DSO 데이터 플랫폼인 Datahub 운영
- BRP (Balancing Responsible Party)
 - 균형책임을 발전, 소비, 전력트레이드를 통해 달성하는 기업을 의미
 - 전일시장, 당일시장, 밸런싱 시장 참여 가능
 - 계획된 생산, 소비, 전력거래와의 차이가 발생할 경우 차이에 대한 금전적 책임을 TSO와 나눠짐



전력 시장 참여자와 그 역할

덴마크 전력시장의 변화

- DSO
 - DSO는 자연독점상황에 처하기 때문에 공공기관 및 소비자들의 규제하에 운영
 - 분산에너지 확대가 되는 상황에 위상이 높아지고 있음
- 전력소매업자(Electricity supplier)
 - 도매시장에 직접 참여하는 규모의 소비자를 제외한 모든 소비자는 전력소매업자를 통해 전력시스템과 접점을 가짐
 - 전력소매업자는 자신이 소비자에게 직접 전력을 공급할 수도 있고 BRP를 통해 전력시장에서 전력을 구매해서 소비자에게 전력을 공급할 수도 있고 자신이 BRP로서 역할을 할 수 있음
- Third party participants
 - 특정 소비자의 에너지 생산 및 소비 데이터를 바탕으로 에너지 관련 서비스 제공
 - 전력소매업자를 통해 중개인 혹은 IT서비스 제공자의 형태의 역할



전력 시장 참여자와 그 역할

덴마크 전력시장의 변화

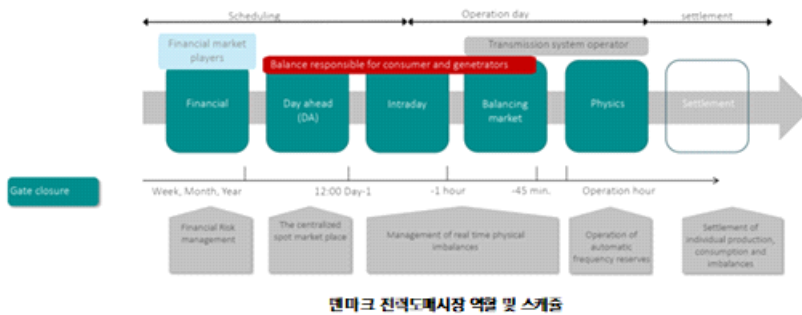
- 덴마크 내 BRP 참여 기업 수 203개 (2023)
- 발전사, 소비자, 소매업자자격으로 BRP 참여 가능하고 몇몇 기업은 발전, 소비, 소매업을 동시에 수행하고 있음
- BRP 자격요건
 - 금융신용을 위해 백만DKK (약 2억원)의 크레딧
 - BRP로서 보조서비스를 제공할 경우 사전 기술 테스트를 통과 해야 함
 - 보조서비스를 제공하는 에너지량이 10MWh 를 넘어설 경우 그 기술은 Datahub 에 미리 등록 필요

Balance responsible party	GLN number / EIC	Card number Dental BR BKI	Card number Dental BR BKI	Production	Consumption	Trade
ALPES ENERGY APS VIMMELSKAFTET 43, 3 DK-1141 KØBENHAVN K	453030000000099K	ALPES	ALPES			X
ALPHA ENERGY APS HERMODOVEJ 5B DK-8230 AARHUS K	48K03000000003222					X
ALPIS AS BANKHØJEN 12 DK-4450 OLTEN	7080019006309	ALPIS-W	ALPIS-E			X
ANAVO P/S KYSTVEJEN 57, 5T DK-8000 AARHUS C	579000297649	ANAVO-W	ANAVO-E			X
AROS COMMODITIES A/S KANNIKESGADE 4, 2, SAL DK-8000 AARHUS C	45300000000001210					X
AXPO NORDIC AS ØRNINGEN EILFEMAS GATE 4B NO - 0191 OSLO	7080007010788	ESLNORD-W	ESLNORD-E	X	X	X
BD ENERGY A/S MELGADE, AT, 2 DK - 8000 AARHUS	5790002654459					X
BORRHOLMS EL- PRODUKTION A/S SKANSEVEJ 2 DK - 3700 RØRNE	5790000711314		DEKR-E	X		X

덴마크 BRP 기업 리스트(일부)

덴마크 도매 전력시장

- EU 전력시장제도와 통일성을 추구-> 각국의 전력시장은 재생에너지 비중, 국가간 송전망 규모, 전력시장의 역사적 맥락에 따라 사소한 차이
- 전일 시장 이후 시스템운영자가 급전에 관여하는 central dispatch 와 구별되어 유럽 시장의 철학은 전력시스템 운영자로서의 책임을 시장제도와 분리시킴으로서 전력시장의 복잡성을 최대한 시장제도 내에서 해결하는 의도에서 출발
- 전일시장, 당일시장, 발전성시장



덴마크 도매 전력시장

- 당일 시장의 역할은 전일 시장이 마감한 후 매시간 혹은 30분마다 전일시장에서 발생한 비효율과 예측불확실성을 해소시키는 시장
- 당일시장마감 전까지 전력시장 참여자는 시스템운영자의 간섭 없이 참여자들의 전력 거래가 가운
- 아래 그림의 X와 Y 는 전일시장에서 입찰된 물량이 발전기의 출력곡선과 동떨어졌기 때문에 당일시장을 통해 운영가능한 출력곡선으로 수정하는 과정
- 재생에너지 출력 예측의 불확실성 증가로 당일시장의 역할 커짐

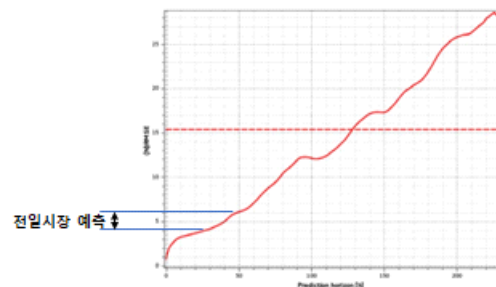
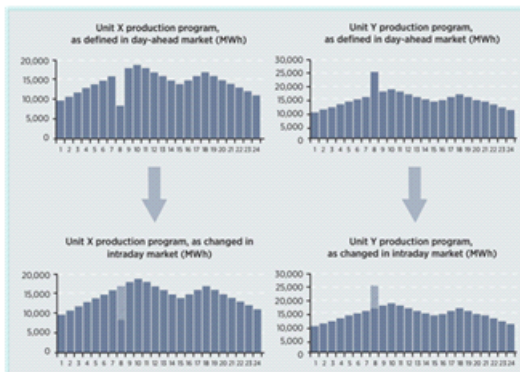
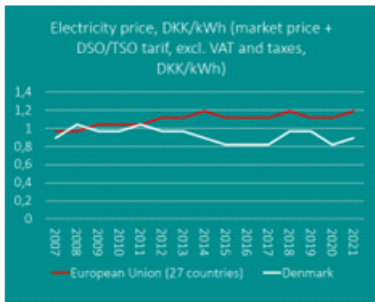


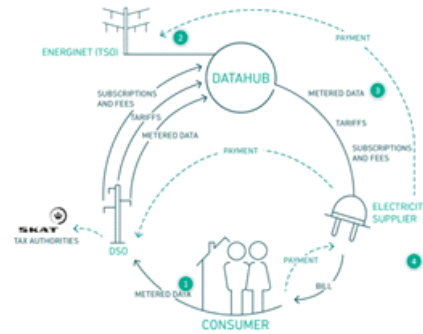
Figure 12 Decrease of the forecasting error (SSE) / installed power of a medium sized regional wind portfolio over the prediction horizon of 240 hours (10 days). For the first few hours the benefit of real time production data leads to a small forecasting error. After 10 hours the forecasting error increases nearly linearly. Source: energy 4-nodes system.

덴마크 소매 전력시장

- 덴마크 당국의 판단은 전력시장 자유화 이후 도매시장의 완전한 개방과 시장제도의 변화를 통한 시장효율성 강화를 통해 다른 EU 국가보다 소매가격이 안정됨
- 한편 소매부문에서는 좀더 경쟁이 필요하다는 판단과 배전망 단위에서 신규 사업을 창출을 위한 시장 플랫폼이 필요하다고 판단해 Datahub 라는 플랫폼을 만들

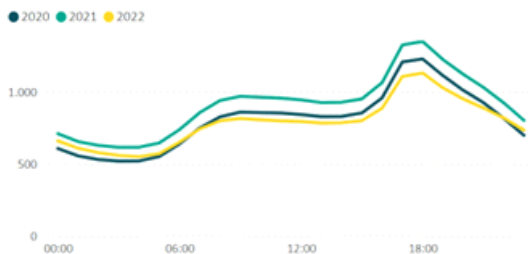


당일시장에서 전일시장의 비효율 조정 과정

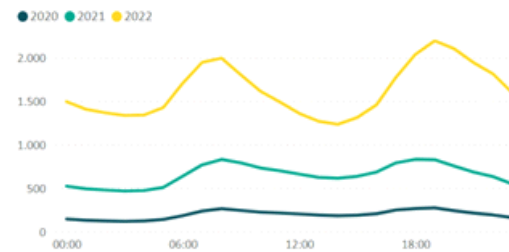


덴마크 소매 전력시장

- 2015년부터 소매시장의 경쟁 확산 (Datahub 를 통한 공정한 경쟁, 2020년 스마트 미터링 보급완료)
- 도매시장에서 요구되는 신속성, 유연성 자원을 소비 부문에서 발굴하는 기업들이 늘어남
- 그 결과 최근 덴마크 전력소비는 전기화가 진행되는 와중에서 2021년대비해서 전력소비가 15% 정도 감소
- 소비부문의 유연성 확보로 인해 피크수요를 피해 더 낮은 가격대의 시간으로 소비가 이동됨



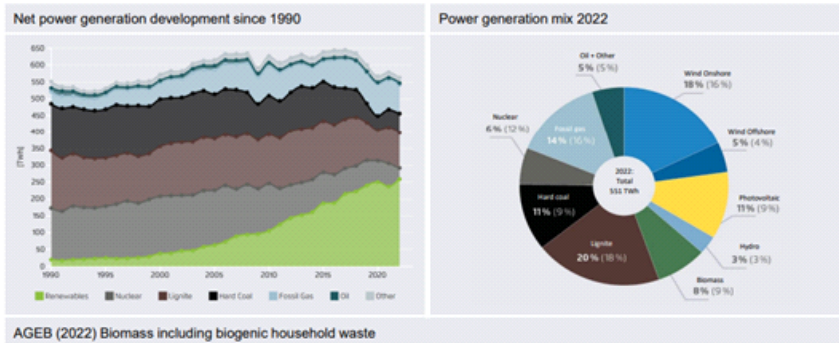
당일시장에서 전일시장의 비효율 조정 과정



2020, 2021, 2022년도 9월의 시간별 spot price (9월)

독일 에너지전환 현황

- 2020년까지 기준년도 대비 40% 감축을 위해 설정된 목표는 7.45억톤이었으나 실제 배출량은 7.29억톤으로 초과 달성
- 재생에너지전력의 비중은 2022년에는 46%에 달함

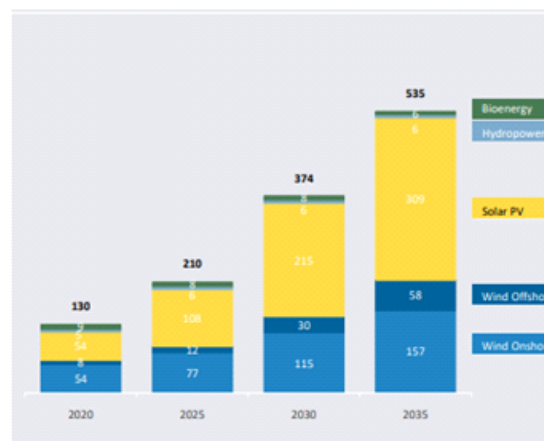


독일 전력부문의 전원구성

독일 에너지전환 과제

- 2035년까지 재생에너지 설비용량은 4배 이상 증가하여야 함(130GW -> 535GW)

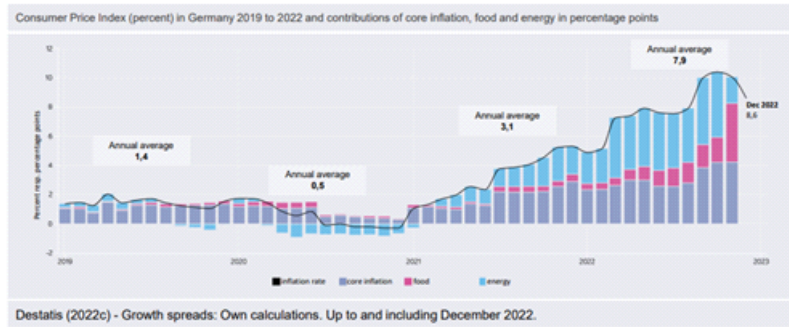
- 재생에너지 입찰량 증대: 매년 육상풍력 10GW, 태양광 20GW
- 재생에너지가 공공 인보에 기여한다는 법적 지위 부여
- 각 주 정부에 2%의 땅을 육상풍력 개발을 위해 제공할 의무 부여
- 소규모 태양광에 대한 행정적 및 재정적 장애를 줄여나감
- RWE와 2030년까지 서부 갈탄지역에서 석탄을 단계적으로 줄이는 데에 합의
- 풍력과 태양광발전 투자에 대한 행정적 및 재정적 장애를 철폐
- 수소발전에 대한 프레임워크 설정
- 무엇보다 전력계통 인프라 추가가 시급



2035발전부문 탄소중립을 위한 전원구성 필요량(단위: GW)

독일 에너지전환 과제

- 우-러 전쟁의 여파로 천연가스 가격의 기록적인 상승 -> 2022년 독일 물가상승률이 7.9%까지 상승
- 이에 따라 독일 정부는 전력부문의 가격과 이윤에 대한 개입을 시작했으며 3000억 유로 이상의 지원책 시행
- 천연가스의 급등과 반대로 재생에너지 발전은 전기가격을 낮추는 역할
 - 화석연료 다각화(LNG 도입, 석탄발전 일시적 운영 연장등)
 - 재정적 지원(에너지 보조금, 에너지 과세 축소 등)
 - 에너지 절약



독일의 인플레이 추세와 에너지 가격의 영향

3

제주 전력시장 개선 방안

전력거래소 실시간시장팀 김진이 팀장

「에너지전환 시대의 전력산업·시장 통합적 개혁방안」 토론회

제주 전력시장 개선 방안

주최 : 에너지전환포럼

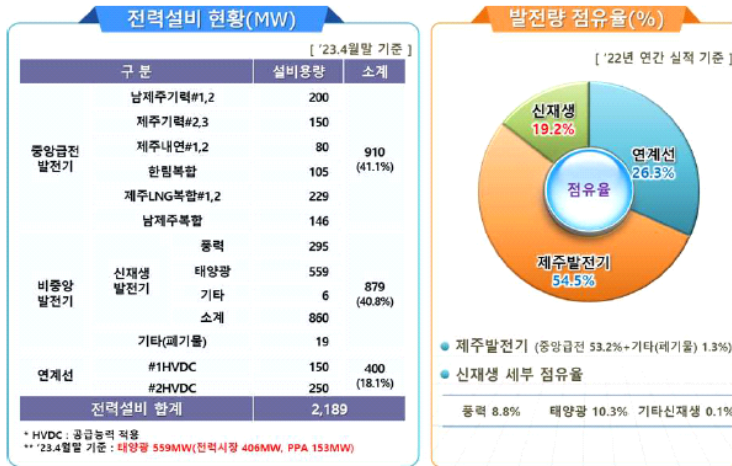
2023. 11. 10.

김진이

1. 추진 배경

1.1 제주도 전력공급 현황

- 제주도의 경우 재생에너지가 이미 주력 자원에 해당
 - 제주도 설비용량의 40%, 발전량의 19%를 재생에너지가 담당



1.2 제주도 재생에너지의 실시간 전력공급 실적

- 연간은 19% 수준이더라도 대부분의 전력을 재생에너지가 공급하는 시점 다수 발생
 - 실시간 재생에너지 전력공급 실적 62.3% (2020.4.13. 15:58)



※ 부하실적 : 최대부하 1,012MW, 최소부하 378MW, 연평균 670MW('21년 기준)
연평균 이용률 : 풍력 20.9%, 태양광 12.4%('21년 기준)

1.3 전력시장 개선방향

□ IRENA, 재생에너지의 전력계통 수용성 확보를 위한 전력시장 혁신 과제(2019)

○ 전력시장의 공간적 세분화 및 시간적 세분화, 보조서비스 혁신, 재생에너지의 전력시장 통합 필요

시장설계 (MARKET DESIGN)	혁신과제	목적	전력시장 개선방안
1. Increasing space granularity in Electricity Markets	1. 전력시장의 공간적 세분화	재생에너지로 인한 송전혼잡 대응	지역별 한계가격
2. Increasing time granularity in Electricity Markets	2. 전력시장의 시간적 세분화	재생에너지 변동성/불확실성 대응	실시간시장 신설
3. Innovative Ancillary Services	3. 보조서비스 혁신	재생에너지 변동성/불확실성 대응	예비력시장 신설
4. Integrating Renewables in Electricity Markets	4. 재생에너지의 전력시장 통합	재생에너지 변동성/불확실성 대응	급전가능 재생에너지 신설

- 5 -

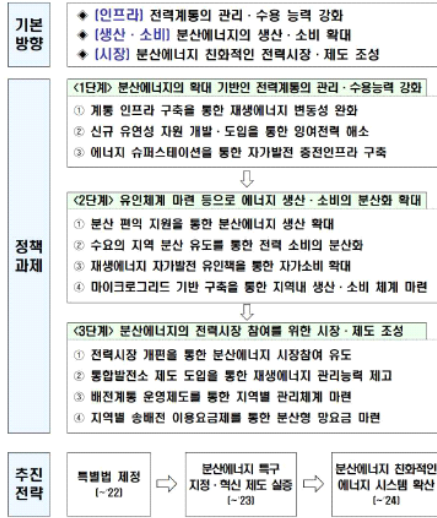
1.4 추진근거

□ 추진근거

- 제9차 및 제10차 전력수급기본계획('20.12, '23.01)
 - 신재생 변동성 대응을 위한 시장제도 개선과제
 - 재생에너지 입찰제도 및 VPP 도입
 - 실시간시장 도입
 - 보조서비스시장 도입
- 분산에너지 활성화 추진전략('21.06)
 - 전력시장 개편을 통한 분산에너지 시장참여 유도
 - 통합발전소 제도 도입
- 분산에너지활성화 특별법, 전기사업법 일부개정법률('23.06.13 제정, '24.6.14 시행)
 - 통합발전소사업

- 6 -

1.5 분산에너지 활성화 추진전략(21.06)



다-1 전력시장 개편을 통한 분산에너지 시장참여 유도

- (추진방안) 분산에너지를 시장에카니즘으로 관리할 수 있도록 전력시장 개편
- ② 실시간·보조서비스 시장 도입
 - (실시간) 전력시장의 실제 수급 여건을 보다 정밀하게 반영하여 정확한 전력가치를 산정·보상하는 실시간 시장 도입
 - 시장가격 결정을 기존의 1시간 단위에서 5-15분 단위로 단축
 - (보조서비스) 전력 품질과 신뢰도 유지에 기여한 유연성 자원의 적정가치를 보상하는 보조서비스 시장 도입

다-2 통합발전소 제도 도입을 통한 재생에너지 관리능력 제고

- (배경) 여러 곳에 흩어진 분산에너지를 통합·관리하는 주체 필요
 - 분산에너지는 기존의 석탄·원전 등 대규모 발전소와는 달리 다수의 발전사업자가 소규모로 산재하여 급전지시 없이 발전 중
 - 원차력 석탄, 복합력 발전소 336개가 우리나라 전체 설비용량의 76% 차지(21.4)
 - '19년 기준, 전국의 태양광 발전소 약 30만개, 풍력 발전소 약 103개
- (현황) 소규모 전력중개사업자 제도가 존재하나, 역할은 제한적
 - 신재생에너지, ESS, 전기차에서 생산·저장한 전기를 모아 전력시장에서 거래하는 사업
- 거래자원의 제한(1MW 이하) 등으로 인한 수익확보 어려움으로 등록사업자 중 일부만 시장참여, 역할도 거래대행·설비 유지보수에 집중
 - 등록된 50개 중개사업자 중 10개사업자가 140MW의 자원을 등록 거래(20.10%)
- (추진방안) 분산에너지를 통합하여 시장에 참여하는 통합발전소 도입

2. 제주 전력시장 개선방안

2.1 제주 시범사업 개요

- (개요) 내년 2월 제주도부터 재생에너지도 일반 발전기와 같이 전력시장 입찰에 참여하여 경쟁하고, 하루전시장에 더해 전력수급 여건을 실시간으로 반영하기 위한 실시간 보조서비스 시장을 추가로 개설
 - (실시간시장) 실시간 수급상황을 반영하여 전력거래의 정확도를 높이기 위해 기존 하루전시장에 더해 15분 단위로 실시간시장을 개설하여 실시간 수급균형 확보에 기여
 - (보조서비스시장) 예비력을 상품화하여 거래하는 예비력시장도 실시간시장과 함께 도입되어 변동성이 큰 재생에너지를 보완할 수 있는 유연성 자원에 대한 인센티브 제공
 - (재생에너지 입찰제도) 1MW 초과 재생에너지(단독/VPP)도 일반 발전기와 같이 예상발전량과 가격을 입찰하고 전력시장을 통해 낙찰받는 대신 일반 발전기와 동등한 대가(용량정산금, 부가정산금 등) 지급
 - * 재생에너지 사업자는 선택적으로 입찰제도 참여 가능(단, 설비용량이 3MW를 초과하는 경우 의무적 참여 필요)
- (시행) 규칙개정 공고일('23.8.30)로부터 6개월 이내 시행('24.2월말 예정)
 - (일정) 교육과정 개설(9월) - 모의 운영(10월-1월) - 운영 개시(2월말)
 - * VPP 사업자의 사업준비기간(소규모자원보유자와의 계약체결 등)을 고려하여 내년 2월부터 거래 개시

- 9 -

2.2 실시간시장(1/2)

- (시장 구조) 하루전시장과 실시간시장의 이중시장 구조로 구성
 - (현재) 하루전시장(1시간 단위로 다음날 24시간에 대해 하루전 1회 개설) → (변경) 하루전시장 + 실시간시장(15분 단위로 2시간에 대해 거래당일 96회 15분마다 개설)

구 분	시장 운영 프로세스	비 고
변경 전	<p>하루전시장(1회) (관제사가 실시간 상황을 고려 기동정지 지시)</p> <p>하루전 11:00 17:00 18:00</p> <p>입찰마감 수요/RE 예측 D-1 SMP D-1 계획 계획조정 실시간</p> <p>D-1 18시 이후 계획조정 작업 없음</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 하루전발전계획 이후 조정작업 없음 · 1시간단위 계획 · 재생e의 지속적 증가 → 시장-계통 괴리 증가
변경 후	<p>하루전시장(1회) 발전계획 연속 조정(최신정보기반 업데이트)</p> <p>하루전 11:00 17:00 거래당일 00:00</p> <p>입찰마감 수요/RE 예측 D-1 SMP D-1 계획 D-1 17시 이후 연속적 계획조정 실시간</p> <p>Weather forecast accuracy</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 하루전발전계획 이후 연속적 조율 · 15분단위로계획으로 세분화 · 최신기상정보에 기반한 입력자료 갱신 → 정확도 향상 · 변경된 상황을 실시간시장가격으로 반영

- 10 -

2.2 실시간시장(2/2)

- (이중 정산) 하루전시장의 계약량은 하루전가격으로 정산하고 실시간 변동량은 실시간가격으로 정산하여 사업자의 계약이행 유인 강화

$$\circ \text{하루전계약량} \times \text{하루전가격} + (\text{발전실적} - \text{하루전계약량}) \times \text{실시간가격}$$

- 이중정산 의미

- 하루전계약량보다 미발전 : 미발전량을 실시간시장에서 실시간가격으로 사서 계약이행
- 하루전계약량보다 과발전 : 과발전량을 실시간시장에서 실시간가격으로 팔아 계약이행
- 하루전 낙찰되지 않고 실시간 낙찰된 경우 : 실시간시장에서 실시간가격으로 판매

- 기대효과

- (시장 측면) 시장원리에 의한 실시간 수급균형(밸런싱) 확보
- (플랫폼 측면) 시스템을 통해 연속적으로 조율하는 발전계획 프로세스* 구축

* 프로세스 혁신 : (현행) 하루전발전계획 → 신뢰도발전계획(필요시) → 실시간경제급전
(변경) 하루전발전계획 → 당일발전계획(신설) → 실시간발전계획(신설) → 실시간경제급전

- 11 -

2.3 예비력시장(1/2)

- (시장 구조) 실시간시장과 함께 15분 단위의 예비력시장을 도입하고 예비력*을 시장 상품화하여 실시간으로 거래

* 예비력 : 수요 및 재생에너지 불확실성, 전력설비 불시고장 등을 대비하여 발전기가 에너지로 판매하지 아니하고 남겨둔 예비용량

- (상품유형) 주과수제어예비력, 1차, 3차예비력(제주 예비력 종류와 동일)
- (시장구조) 실시간시장과 동시최적화를 통한 예비력 종류별 낙찰
- (모델링) 응답속도가 빠른 1차예비력부터 주과수제어, 3차예비력을 Cascading 방식*을 적용하여 확보

* Cascading : 응답속도가 빠른 상위예비력 자원에 여분이 있을 경우 이를 하위예비력이 대체하여 사용
(응답이 빠른 예비력부터 내림차순으로 가격을 결정하는 복미 예비력 모델링 방식)

- (거래단위) 실시간시장 거래단위와 동일한 15분
- (정산) 예비력 종류별 실시간 예비력가격으로 정산 및 대금지급

- 12 -

2.3 예비력시장(2/2)

- (가격 결정) 에너지대비 예비력의 기회비용으로 결정(한계비용)
 - 발전기별 기회비용 = 실시간 SMP - GP(발전기별 발전단가)
 - 실시간시장에서 예비력 제공에 따른 기회비용을 낮은 것부터 순서대로 쌓아 예비력 확보량과 만나는 지점에서 순차적으로 낙찰
 - * 예비력가격 : 실시간 예비력을 제공하는 발전기의 기회비용(실시간 시장가격(실시간 SMP)-발전기의 자기연료비) 중 가장 높은 값
- (기대 효과) 단가기준이 아닌 예비력 종류별 시장가격으로 결정되어, 예비력 부족 시 가격이 인상되므로 예비력의 실시간 가치 반영 → 재생e의 불확실성, 변동성 대응을 위한 유연성자원 확보에 기여

【 예비력시장 신설 전/후 비교 】

구 분	현행(예비력용량가치정산금)	변경(예비력시장)
예비력상품	단일	종류별(주파수제어, 1차, 3차예비력)
가격형식	예비력요금	예비력가격
가격종류	전년 분기별 평균요금	실시간 한계가격 MAX(실시간 SMP - 변동비)
거래단위	1시간	15분

※ 그 외 보조서비스정산금을 마일리지정산금으로 전환

2.4 재생에너지 입찰제도(1/3)

- (등록) 단독 또는 VPP¹⁾ 용량이 1MW²⁾를 초과하며 제어가능 한 경우
 ‘급전가능 재생에너지(dispatchable renewables)’로 등록
 - 1) 소규모 재생에너지를 모집하여 급전가능 자원화 한 VPP(PV, PV+ESS, WT, WT+ESS 등)
 - 2) 1MW 설정사유 : 전기사업법 시행령 제19조 제1항 제2호 설비용량 기준 준용
 ⇒ 태양광사업자는 참여 여부를 선택할 수 있음
- (입찰) 최대 10개 구간에 대해 발전예측량과 입찰가격 제출
 - * 재생에너지는 발전 시 연료비용이 발생하지 않는 자원이므로 0원 이하로 가격을 입찰할 수 있으며, REC를 통해 얻는 수익에 대한 기회비용을 감안할 경우 사업자는 가격을 마이너스까지 입찰 가능

【 '21.1.17 10:00~11:00 복미 PJM 입찰사례 】

	1구간	2구간	3구간	4구간	5구간	6구간
발전예측량(MWh)	20	40	80	120	160	198
입찰가격(\$/MWh)	-15	-14	-13	-12	-11	-9.5

2.4 재생에너지 입찰제도(2/3)

- (출력제어) 급전가능 재생에너지는 입찰한 가격에 따라 발전계획 반영
 - (급전가능 재생e) 발전기의 변동비, 급전가능 재생e의 입찰가격을 토대로 총비용이 최소화되도록 최적화 문제를 풀어 발전계획 수립
 - ⇒ 시장원리에 따라 경제성에 의해 시장에서의 낙찰 여부 결정
 - ⇒ 사업자는 입찰을 통해 전력시장 참여
 - (그 외) 급전가능 재생e의 출력제어 이후에도 신뢰도 유지를 위해 불가피하게 제한이 필요한 경우 계통운영자의 개입에 의한 비상시 급전지시(현재와 동일)
 - ⇒ 제주 전력계통 안정성 유지를 위함
- (가격결정) 급전가능 재생에너지도 일반 발전기와 같이 가격결정 자격을 가짐

2.4 재생에너지 입찰제도(3/3)

- (수익구조) 급전가능 재생에너지는 중앙급전발전기와 동등한 수익구조 제공

구 분	에너지 정산금 (SMP)	부 가 정산금 (Uplift) ¹⁾	용 량 정산금 (CP) ²⁾	보조서비스 정산금 (AS) ³⁾	임밸런스 페널티 (IMP) ⁴⁾	시장외 REC 정산금
중앙급전발전기	○	○	○	○	○	-
급전가능 재생e	○	○	○	-	○	○
급전불가 재생e	○	-	-	-	-	○

- 1) 부가정산금 : 하루전발전계획 이후 추가 출력제한 지시를 받은 경우 기대이익정산금 지급
- 2) 용량정산금 : 실효용량 기준으로 지급(ESS 연계 등 출력지속시간에 따라 차등, 복미 기준 준용)
- 3) 보조서비스 정산금 : 시범사업 시는 AS 성능요건을 요구하지 않고 전국 확대부터 고려
- 4) 임밸런스 페널티 : 실시간 발전계획 대비 계량값의 편차가 일정 수준을 초과할 경우 페널티 부과(급전지시 이행의 경우 제외)

※ 실효용량의 의미

· 재생에너지의 공급신뢰도(LOLE, 공급지장시간(연간정전시간))와 동일한 전동자원 용량으로 재생에너지의 실효용량 산정

실효용량 예시	재생에너지 1,000MW	전통발전기 500MW	전통발전기 750MW	전통발전기 1,000MW	실효용량 산정 결과
공급신뢰도 기여도	0.3일/년	0.35일/년	0.3일/년	0.25일/년	재생에너지 1,000MW와 동일한 LOLE 기여도는 전통발전기 750MW로 재생에너지의 실효용량은 750MW로 산정

3. 주요 변경 사항

- 17 -

3.1 현행대비 주요 변경사항

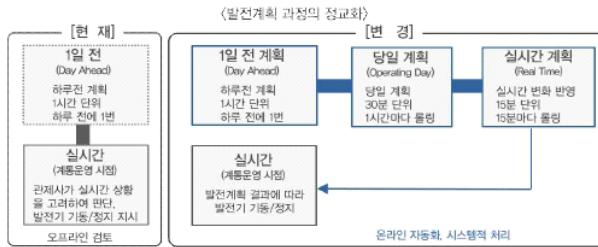
- (실시간시장) 하루전시장과 실시간시장의 이중구조로 구성하고,
 - 하루전낙찰량은 하루전 시장가격으로, 실시간 변동량은 실시간 시장가격으로 이중정산
- (발전계획) 하루전발전계획 이후 당일발전계획 및 실시간발전계획 수립과정을 신설하여 정확도 향상
- (예비력시장) 실시간시장과 함께 예비력시장을 도입하여 예비력을 시장 상품화하여 실시간으로 거래
 - 전년 평균단가기준 예비력용량가치정산금을 예비력시장을 통한 예비력가격기준 정산으로 전환
 - 보조서비스 정산금을 실제로 움직인 마일리지에 대한 정산금으로 전환
- (재생에너지 입찰) 재생에너지의 전력시장 입찰참여를 허용하고 시장원칙에 따라 일반 발전기와 동등한 기회 및 책임 부여
 - 급전가능 재생에너지는 가격입찰을 통해 전력시장에 참여하며 일반 발전기와 동등한 거래대금 (용량정산금, 부가정산금 등) 지급

- 18 -

3.2 전력시장의 발전계획이 정교해집니다.(1/2)

▶ 전력시장에서 발전기의 운영

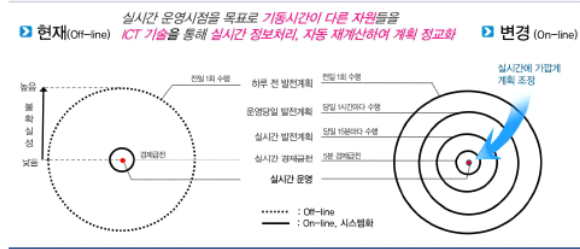
- 장 기 : 발전기 건설 투자 판단 (건설 여부 결정)
- 단 기 : 발전기 기동/정지 및 출력수준 결정
 ▶ 발전기 발전계획시스템(UC)
- 실시간 : 켜져 있는 발전기의 출력배분 조정



▶ 해외의 기관 평가 지표 (MISO 사례)

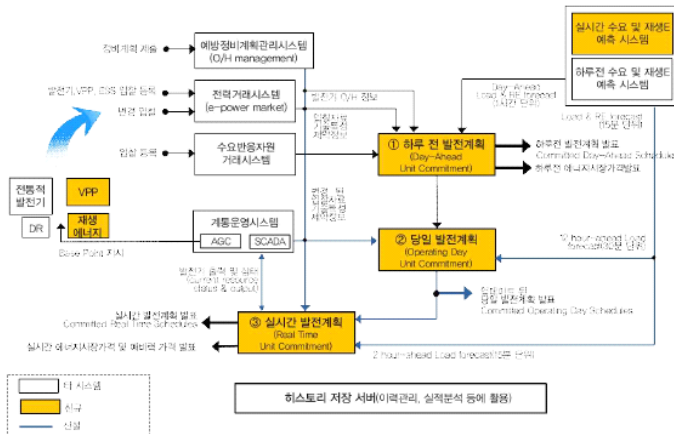
평가지표	가중치(%)
1. Reliability & Compliance	20
2. Unit Commitment Efficiency	10
3. Market Efficiency	10
4. Operations Budget	8
5. Capital Budget	2
6. Cost Efficiency Improvement	5
7. Customer Satisfaction Survey	10
8. Strategic Elements*	35
Total Results	100

* Markets Enhancement, Technology improvements, Diversity



3.2 전력시장의 발전계획이 정교해집니다.(2/2)

□ 수요예측시스템, 재생에너지예측시스템, 전력거래시스템, 계통운영시스템 등 타 시스템과 자동 연계하여 전력시장 및 계통의 변경사항을 신속하게 반영하여 계획을 수립합니다.



3.3 정보가 사전에 투명하게 공개됩니다.

- (하루전발전계획) 거래일 전일 18시까지 사업자에게 전력거래시스템(e-power market)을 통해 공개
 - 해당 자원의 하루전발전계획량
 - 해당 자원의 하루전예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력) 및 하루전예비력계획 합계
 - 해당 자원의 가격결정제외사유(계통계약인지 자기계약인지 여부 표시)
 - 하루전발전계획 수립에 반영된 송전계약내역
 - 비중양급전발전기(비중양재생에너지 포함) 입력자료, 필요시 비중양급전발전기 상한출력 합계
- (당일발전계획) 당일 발전계획 수립 즉시 전력거래시스템(e-power market)을 통해 정보 공개
 - 해당 자원의 당일발전계획량
 - 해당 자원의 당일예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력) 및 당일예비력계획 합계
 - 필요시 비중양급전발전기의 상한출력 합계
- (실시간발전계획) 전력거래 15분전까지 전력거래시스템(e-power market)을 통해 정보 공개
 - 하루전발전계획 정보공개 항목과 동일

3.4 사업자는 상황을 예측하고 대비할 수 있습니다.

- 사업자가 보는 발전계획 화면(예시) - 최종 확정본은 다른 색으로 표시됩니다.

2023-09-05 하루전 발전계획 결과(VPP A, 하루전 18시 공개)												비고
01시	...	11시	12시	13시	14시	15시	16시	17시	18시	...	24시	하루전 낙찰량 확인
20	...	50	100	100	100	100	80	60	100	...	30	

2023-09-05 당일 발전계획 결과(VPP A, 매시 정각 업데이트, 총 24회)														비고							
01시	...	11시	12시	13시	14시	15시	16시	17시	18시	...	24시	변경내역 확인									
20	20	...	50	50	100	100	80	80	60	60	60		50	70	80	60	60	100	100	...	30

2023-09-05 실시간 발전계획 결과(VPP A, 15분마다 업데이트, 총 96회)																						비고																	
01시	...	11시	12시	13시	14시	15시	16시	17시	18시	...	24시	최종 변경내역 확인																											
20	20	20	20	...	50	50	50	100	100	100	80		80	80	80	60	60	30	30	30	30	50	50	50	70	70	80	80	60	60	60	60	100	100	100	...	30	30	30

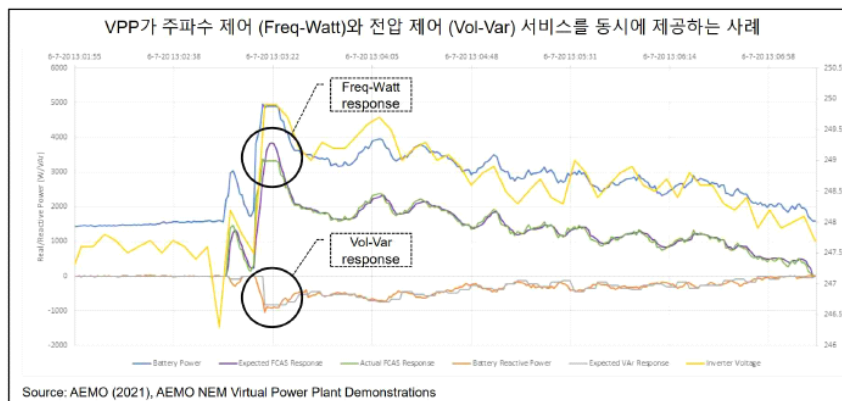
* 발전계획의 최종 확정본은 발전기별 기술특성자료(최대·최소발전용량, 증·감발출, 기동·정지시간, 최소운전·정지시간, 최소출력도달시간 등)를 고려하여 사전에 준비할 시간을 고려하여 통지
 * 계통운영자는 필요시 강제적으로 발전기의 기동·정지를 지시할 수 있으며 그 내용을 발전계획에 입력하여 이후 계획에 반영

3.5 게임체인저는 VPP입니다.

- (역할 확대) 소규모 사업자가 입찰, 제어 등을 대규모 중앙급전발전기에 준하게 수행할 수 없으므로, 예측제도에 한정되어 있던 중개사업자의 역할과 권한이 발전량 예측뿐만 아니라 전략적 가격입찰, VPP 단위의 제어, 사업자별 정산과 소속 발전기의 안정적인 운영으로 확대
 - VPP 사업자는 이종자원을 어떻게 결합하여 VPP를 구성할 것인지, 보유한 자원을 최적으로 운영하는 포트폴리오를 어떻게 구성할 것인지 등의 여부로 경쟁력 확보
- VPP 사업자가 향후 전력시장의 게임체인저로서 중요한 역할을 수행할 것으로 기대
 - 개별 소규모 사업자는 어떤 조건으로 VPP 사업자와 계약을 맺을 것인지까지만 관심을 가지고, 나머지 기술플랫폼을 통한 통합관제는 VPP 사업자의 기술력을 통해 구현
 - * 개별 발전소 모니터링, 전략적 입찰, 데이터 수집 및 제어, O&M, 거래대금 지급까지 전체 밸류체인 통합관리

3.5 게임체인저는 VPP입니다.

- VPP는 향후 고도의 계통 신뢰도 유지(Grid Reliability) 서비스 제공



4

제주 재생에너지 출력 조정 이유와 개선방안

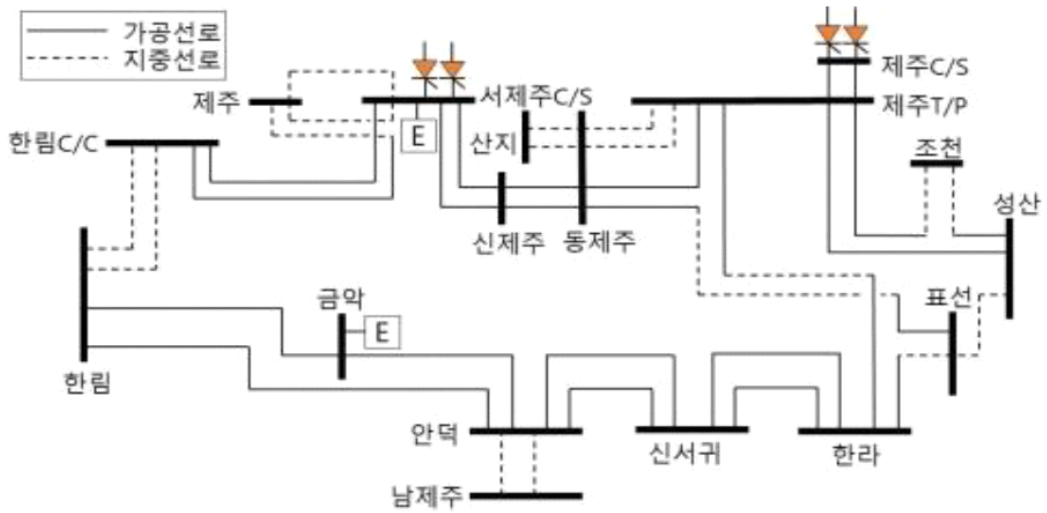
전력거래소 계통계획팀 이창근 팀장

제주도 재생에너지 출력 조정 이유와 개선방안

이 창 근
2023.11
전력거래소

1. 제주 전력계통 현황

전력망 구성



설비현황

일반발전기

제주 기력	제주 LNG	제주 내연	남제주 기력	남제주 복합	한림 복합	합계
75x2	114.5x2	40x2	100x2	73x2	105	910
46x2	80x2	27x2	65x2	72	43	551

HVDC

구분	설비용량	정상시 운전한계량	
		최대	최소
#1HVDC	300 (150x2P)	120	40
#2HVDC	400 (200x2P)	240	40

ESS

구분	PCS / Bat.
서제주 ESS	40MW / 10MWh
금악 ESS	50MW / 23MWh

설비현황

신재생 및 기타발전기

신 재생				폐기물
풍력	태양광	기타	합계	
295	626	8.5	918.5	19.2

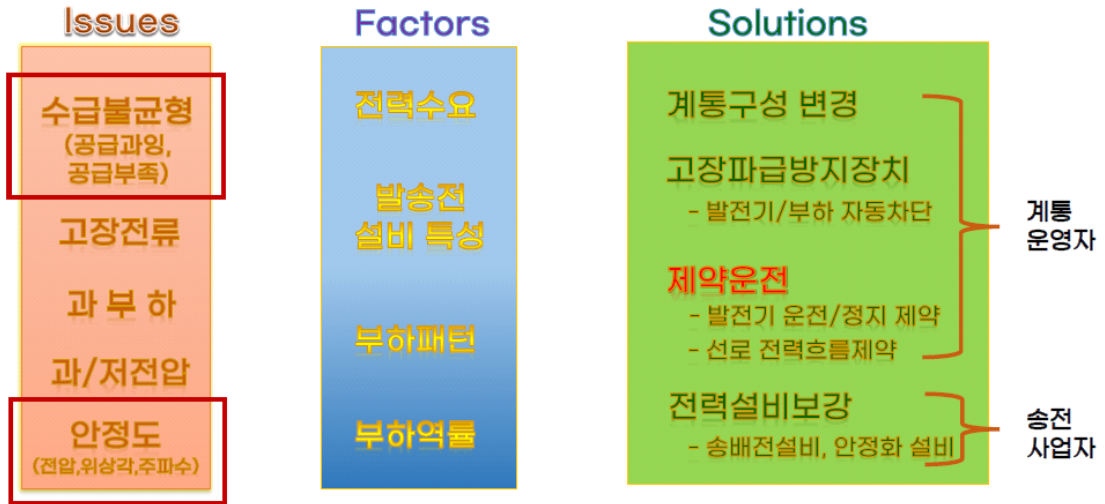
- 태양광 : 시장(406MW) + PPA(153MW) + BTM(67MW 추정)
- 기타 : 바이오(6.14), 소수력(0.82), LFG(1.0), 파력(0.5)

재생e LVRT 성능확보 현황(설비용량 기준)

구 분		풍 력	태양광	합 계
설비용량		295	626	921
LVRT	개 선	220	354	574
	미개선	75(25%)	272(43%)	347(38%)

2. 제주 출력제어 이유

전력계통 일반 이슈와 대책



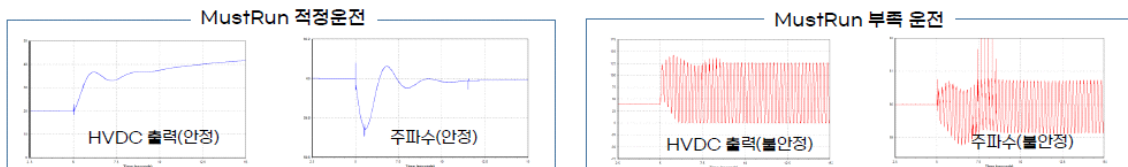
공급과잉

발전기 운영 원칙

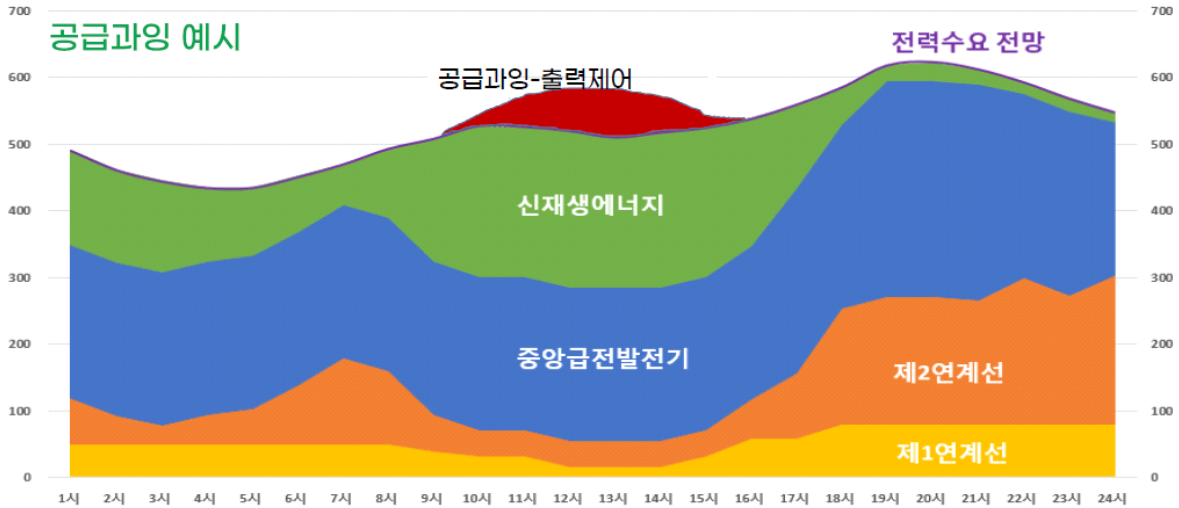
- ☑ 전력수요를 최소출력의 기저전원(MustRun발전기+HVDC)이 우선 공급하고 나머지를 재생에너지 발전으로 공급
 - ▶ 재생에너지 발전 가능량 = 전력수요 - MustRun 발전기 출력 - HVDC 운전량

Must Run

- ☑ 전력계통을 안정적으로 유지하고, 정전을 예방하기 위해 반드시 운전 되어야 하는 발전기
 - * HVDC 운전 조건에 따라 최소 3~4대 이상 운전 필요
 - ▶ MustRun 운전이 부족한 경우, 과도한 주파수 하락 또는 전력계통 불안정에 의해 정전 발생 가능



공급과잉



공급과잉

연도별 전력수요

구분	2018	2019	2020	2021	2022
최소 수요	432	451	446	379	396
최대 수요	950	966	1,009	1,012	1,104

연도별 신재생e 설비용량

연도	2018	2019	2020	2021	2022
풍력	266	290	295	295	295
태양광	185	294	420	526	580
기타*	8	8	8	8	8
합계	459	592	723	829	883

* 기타 : 매립가스, 바이오가스, 바이오매스, 소수력, 파력

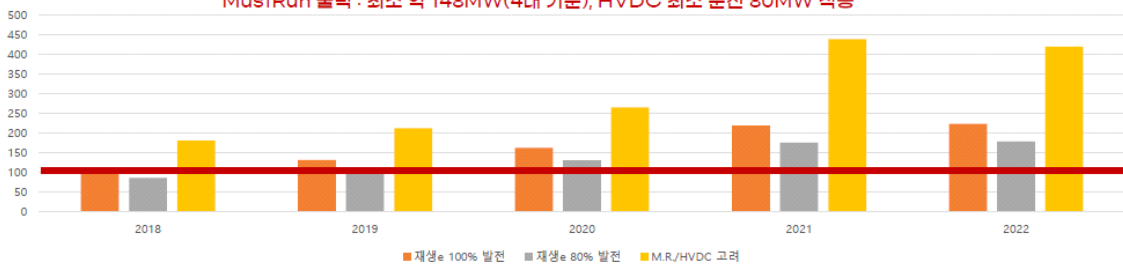
** BTM 제외

공급과잉

수요대비 재생e 설비비중

구분	2018	2019	2020	2021	2022	
최대수요 대비	48	61	72	82	80	
최소 수요 대비	재생e 100% 발전	106	131	162	219	223
	재생e 80% 발전	85	105	130	175	178
	M.R./HVDC 고려	180	212	265	439	420

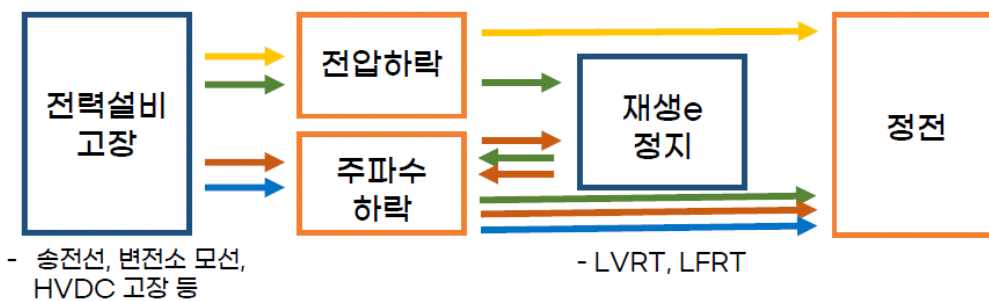
* MustRun 출력: 최소 약 148MW(4대 기준), HVDC 최소 운전 80MW 적용



안정도 확보

계통 안정성 확보

- ☑ 정상상태 또는 설비에 고장이 발생하더라도 전력을 안정적으로 공급하기 위한 운영상의 조치
- ④ 안정적 전력 공급 : 설비에 과부하가 발생하지 않으면서, 적정 전압, 주파수 유지, 적정 주파수 유지



안정도 확보

고장수용한계량

☑ 계통 고장 시 재생e가 추가로 정지하더라도 **계통이 안정할 수 있는 최대 재생e 고장량**

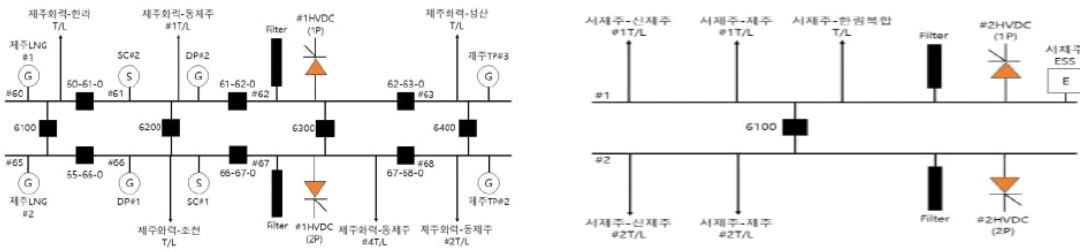
- ▶ 고장수용한계량은 일반발전기(MustRun) 운전 대수가 작을 수록 감소
- ▶ 주파수 유지에 기여가 높은 설비의 운전 상태에 따라 변동
 - HVDC와 ESS의 운전 상태에 따라 고장수용한계량 변화하며,
 - 일반발전기 4대 운전 기준, 70~160MW, 10대 기준 190~300MW 수준

* 고장수용한계량은 일반발전기를 많이 운전하면 증가하나, 일반발전기 추가 운전량 만큼 재생e 발전 가능량이 감소한다는 점을 고려할 필요

안정도 확보

제주계통 주요 고장

제주 화력단지			서제주 변환소		남제주 발전소
60BUS	62BUS	63BUS	1BUS	2BUS	61BUS
제주LNG#1 한라-제주TPT/L	HVDC #1Pole	제주TP#3 성산-제주TPT/L	서제주 ESS HVDC #1Pole 서제주-한림CC#1T/L 서제주-제주#1T/L	HVDC #2Pole 서제주-한림CC#2T/L 서제주-제주#2T/L	남제주TP#2 남제주-안덕#1T/L



3. 제주 출력제어 완화 대책

출력제어 완화 대책

적용중인 대책

- ☑ 기존 #1, 2 HVDC를 이용한 역송
 - ▶ #1 HVDC 이용 최대 70MW 역송으로 약 100MW 추가 수용
- ☑ 주파수 조정용 ESS 90MW 설치
 - ▶ 최대 70MW 추가 수용
- ☑ 발전기 최소출력 하향('20.1 ~)
 - ▶ 총 6기 64MW 추가 수용
- ☑ 풍력연계 ESS 충방전 시간 조정('20.6 ~)
 - ▶ ESS의 충전시간을 출력제어 발생빈도가 높은 시간대로 변경 (22MW 추가수용)

준비 중인 대책

- ☑ #3 HVDC
 - ▶ 최대 400MW* 역송, 전남지역 계통여건 고려 필요
* 제주전력설비 기술특성 변경시에는 역송가능량 감소 가능
- ☑ 저장용 ESS
 - ▶ 10차 전기분 기준, 160MW/830MWh
* '24년 65MW/260MWh, '25년 45MW/270MWh, '26년 50MW/300MWh

의견

- ☑ 재생e 진입 관리
 - ▶ ESS 등 설비 보강에도 불구하고, 출력제어는 지속 증가 전망
- ☑ 저장용 ESS 설치
 - ▶ 2030년 경, 저장용 ESS 필요량의 급격한 증가를 고려하 연도별 설치계획 수립 필요
 - ▶ 목표출력제어를 조정으로 현실성 있는 ESS 설치 계획 마련 필요(현재 3% -> ? %)
- ☑ Sector Coupling 등 다양한 대체 수단 강구
 - ▶ V2G, V2H, 신규 수요 창출
- ☑ HVDC와 FR용 ESS 기술 성능 개선 검토
 - ▶ #2HVDC 역송 운전모드(Bipolar mode)에서 주파수 제어 기능 확보 등

감사합니다.

토론

1

김성수

한국공학대학교 교수

실효성 있는 개혁을 위해서는 명확한 정책결정이 선행되어야 한다.

우리가 통합적 개혁을 논의하는 이유는 우리나라 산업의 근본인 제조업의 경쟁력을 유지할 수 있도록 관련기업들이 당면한 RE100 요구에 대응할 수 있을 만큼 충분한 재생에너지를 조속히 확보하는데 있다고 생각합니다. 이 목표를 달성할 수 있도록 어떻게 재생에너지나 전력망에 대한 대규모 투자를 유도하고 또한 이를 어떻게 RE100 기업에게 분배할 것인지에 대하여 고민해야 합니다.

현재 우리나라는 에너지전환과 관련하여 혼돈상태에 빠져 있습니다. 지난 정부에서 재생에너지의 급격한 확대를 선언했다가 이번 정부에는 현실적인 대안이라며 원전을 확대하면서 재생에너지 투자 규모를 줄이고 있습니다. RE100을 위하여 재생에너지의 직접 PPA 법안이 마련되었지만 높은 재생에너지 가격으로 인한 비용부담으로 실질적인 진전은 기대하기 어렵습니다. 이러한 상황에서 비현실적인 재생에너지를 포기하고 다른 대안을 모색해야 한다는 주장도 있습니다.

현재 설계되고 있는 제주의 실시간 전력시장 개선방안에서도 재생에너지의 과잉으로 출력제한 상황이 발생하면 네거티브 가격이 나타나 재생에너지 사업자가 자발적으로 출력을 제어하여 비용부담을 줄이도록 요구하고 있지만 보조금으로 운영되는 REC 시장에서는 이러한 손실이 다시 보상되어 전력시장의 가격신호가 제대로 작동하지 못하도록 하고 있습니다.

이러한 논란의 핵심에는 재생에너지나 송배전망의 투자에 소요되는 비용과 재생에너지 확대와 관련하여 전력계통에서 발생하는 문제의 해결에 소요되는 비용을 누가 부담할 것인가 하는 이슈가 있다고 생각합니다. 이미 재생에너지 시장의 규모가 무시할 수 없을 정도로 커졌기 때문에 규모에 걸맞는 책임을 부과해야 한다는 주장도 있지만, 재생에너지 사업자는 REC 보조금을 통하여 높은 비용을 보전하는 상황에서 과도한 부담은 재생에너지 사업의 종단을 의미한다고 경고합니다.

이러한 문제와 관련하여 재생에너지가 주력에너지원으로 성장한 유럽의 사례를 참고할 필요가 있습니다. 초기에는 재생에너지의 높은 비용에도 불구하고 많은 보조금을 지급하여 재생에너지의 보급 확산을 도모하였습니다. 그러나 산업이 성숙단계에 접어들면서 재생에너지의 가격이 하락하고 전력계통에서 발생하는 많은 비용을 재생에너지 사업자가 점점 더 많이 부담을 떠안는 형태로 변화되는 것을 알 수 있습니다.

태양광에 치우친 우리나라 재생에너지의 단점을 보완할 수 있도록 풍력을 확대할 필요성이 있는데 해상 풍력의 경우 높은 비용으로 인하여 경쟁력을 갖추지 못한 상황입니다. 따라서 관련 산업이 성숙단계에 이르기까지 송전망 접속과 같은 기반시설 비용을 포함하여 보조금을 통한 지원을 바탕으로 RE100 기업이

감내할 수준으로 비용을 낮추어야 합니다. 이러한 바탕에서 RE100 기업들이 자발적으로 재생에너지를 확보할 수 있는 생태계를 조성해야 합니다.

예를 들어, 전력거래소에서 계획하고 있는 중앙계약시장에서 계획입지를 대상으로 경쟁입찰을 통하여 재생에너지 사업자를 선정하고, 이를 다시 RE100 기업에게 경쟁입찰을 통하여 판매하는 방법을 생각할 수 있습니다. 이때 재생에너지 사업자가 요구하는 금액과 RE100 기업이 제시하는 금액 사이의 차이를 전체 전기소비자가 보조금을 통하여 부담하는 방안을 고려할 수 있습니다. 이렇게 계약기반의 거래를 하게 된다면 시장상황의 변동에 따른 위험요인을 줄이는 동시에 장기적으로 재생에너지 비용의 하락과 동반하여 보조금 규모의 축소를 기대할 수 있을 것으로 판단됩니다.

이 과정에서 보조금을 부담해야 하는 일반 소비자의 동의를 구해야 하지만 이는 우리나라가 재생에너지의 압축 성장을 위하여 필수적으로 거쳐야 할 과정일 것입니다. 물론, 원가이하의 턱없이 낮은 요금으로 한전이 수십조원의 적자를 떠안고 있는 현재와 같은 비정상적인 상황에서 이러한 근본적인 변화를 이뤄내기는 현실적으로 어려울 것입니다. 따라서 여러 차례 논의되었었지만, 전문적인 지식을 바탕으로 장기적인 로드맵에 의하여 일관된 정책을 추진할 수 있는 독립된 전문 규제기구의 설치가 필수적으로 선행되어야 합니다.

토론

2

김영산

한양대학교 교수

에너지전환은 수많은 산업과 기술분야에서의 혁신을 포함하는 광범위한 변혁과정으로서 그 자체로서 하나의 산업혁명에 필적한다고 볼 수 있다. 역사상 여러 차례 발생한 산업혁명들은 각각 증기기관, 전기, 컴퓨터와 인터넷, 모바일 통신 등 핵심기술의 발명이 원동력이 되었지만, 그 핵심기술이 다양한 산업과 기술에 광범위하게 적용되어 사회 전체의 구조적 변화를 촉발할 때에 비로서 혁명이 완성되었다. 이처럼 다양한 산업과 기술의 변화는 정부나 일부 대기업의 선도적 노력만으로 성취될 수 없으며 수많은 사람과 기업들의 창의력과 도전 정신을 필요로 한다. 이들의 참여를 이끌어낼 수 있는 최선의 제도는 시장제도이다. 누구든지 시장에 참여하여 자신의 아이디어와 노력과 자본을 투입하며 경쟁할 때, 가장 혁신적이고 효율적인 기술과 상품이 선별되기 때문이다. 이제까지의 모든 산업혁명이 정부 주도가 아니라 시장 참여를 통한 민간 주도로 이루어졌다는 사실이 이를 입증한다.

에너지전환은 재생에너지라는 핵심기술을 원동력으로 하지만, 전력산업을 포함하여 거의 모든 산업을 포괄하며 재생에너지 발전, 에너지 저장장치, 송배전, 전력계통 운영, 전기자동차, 수소의 생산과 유통 등 수많은 분야에서의 기술 혁신을 필요로 한다. 또한 태양광, 풍력 등 상대적으로 소규모이고 분산된 전원을 위주로 하기 때문에 이전에 비하여 훨씬 많은 수의 발전사업자들이 참여하게 되고, 수요자원의 중요성이 커짐에 따라 수많은 전기 소비자들의 적극적인 참여도 요구된다. 배터리, 수소, CCUS 등 아직 성숙하지 않은 다양한 기술들이 경쟁적으로 개발되면서 가장 효율적이고 경제성 있는 기술을 선별하여 적재적소에 적용할 수 있는 기제가 절실히 요구된다. 다양한 에너지 상품들에 대해서 그 가치를 정확히 평가하고 그에 따라 정당한 보상을 제공함으로써 희소한 에너지자원과 환경자원의 효율적 배분과 이용을 유도할 필요도 있다. 이런 일을 성공적으로 해낼 수 있는 시스템은 시장뿐이다.

이번 세미나 발표에서 본 바와 같이 에너지전환 선진국들은 모두 시장 기구를 적극적으로 이용하여 에너지전환을 추진하고 있다. 덴마크의 경우, 시장경쟁을 통하여 다양한 자원들을 전기에너지, 용량, 보조서비스 등의 공급으로 이끌어내고 있으며, 송배전을 제외한 전력산업의 모든 단계를 시장경쟁에 개방하여 비교적 작은 경제규모에도 불구하고 수백 개의 사업자들이 활동하고 있다. 심지어 전력시장에 참여하는 사업자들의 balancing responsibility까지 별개의 기능으로 분리하여 시장경쟁을 통해 확보할 수 있도록 하고 있다. 그 결과, 전력의 생산, 판매를 직접 담당하지 않으면서 balancing responsibility만 제공하는 사업자들도 생겨나고 있다. 전력시장의 선구자인 영국 역시 모든 문제들을 원칙적으로 시장을 통해서 해결한다는 태도를 견지하고 있다. 이렇게 에너지와 전력 관련 다양한 시장이 생겨나면서 에너지와 전력의 trading이 활성화되어 직접 생산시설을 갖추지 않은 기업들도 안정적으로 전력공급을 확보할 수 있는 경로들이 확대되고 있고 이는 다시 경쟁을 활성화하는 선순환으로 이어지고 있다.

우리나라도 이런 선진국들의 사례를 참고하여 시장을 통하여 민간의 창의성과 도전정신을 최대한 활용할 수 있도록 전력산업의 개방을 확대해야 한다.

토론

3

김자현

기후솔루션 전력시장계통팀 연구원

‘탄소 없는 섬’ 화력발전 중심 전력시장으로는 요원한 꿈

- 작년 9월, 기후솔루션은 넥스트 그룹과 공동집필 한 「2030 탄소 없는 섬 제주도, 출력제한 없는 섬에서부터」 보고서를 통해 에너지저장장치 (배터리, 수소저장장치)와 동기조상기의 최적화 도입 시나리오를 도출하였고, 이때 재생에너지 출력제한율을 3%로 유지하면서도 과도하지 않은 총시스템비용 투입만으로 탄소 없는 섬 2030 목표를 달성할 수 있는 시나리오 확인.
- 그러나 이때 에너지저장장치 내부수익률은 현재 정산구조 상 최대 -9% 로 경제적 유인이 전무한 상황임을 강조하였고, 에너지저장장치와 동기조상기 등 새로운 기술과 함께 재생에너지를 확대하고자 한다면 전력시장 내 정산구조의 개선이 시급함을 지적
- 이에 기후솔루션은 이번 11월, 「에너지 전환의 열쇠: 한국의 재생에너지 확대를 위한 유연성 자원 활성화 정책 제언」 보고서를 통해 이처럼 에너지 전환에 필수적인 에너지저장장치, 수요반응자원 및 가상발전소와 같은 신규 유연성 자원에 공정한 보상을 지원하기 어렵게 하는 정산방식 및 전력시장 구조 전반의 문제점을 분석한 바 있음.
- 본 보고서를 통해 기후솔루션은 다음과 같이 화력발전 중심의 전력시장이 에너지 전환의 열쇠인 신규 유연성 자원 활성화를 가로막고 있다고 지적.

1) 신규 유연성 자원의 가치를 평가하기 어려운 화력발전 중심 전력시장

- ▶ 기존의 가스발전과 달리 재생에너지의 변동성과 간헐성에 보다 유기적으로 반응하는 새로운 유연성 자원 절실. 대규모 • 중앙집중형 화력발전이 아닌 소규모 • 분산형 재생에너지가 주력전원화 되어 가는 전력계통이 필요로 하는 유연성의 성격 또한 변화했기 때문.
- ▶ 그러나 총괄원가 보상원칙 및 변동비 반영시장으로 대표되는 화력발전 중심의 전력시장으로는 신규 유연성 자원의 가치 명확히 평가하고, 보상하기 어려워.
- ▶ 특히 용량요금과 보조서비스정산금에 있어 태양광과 풍력발전 및 신규 유연성 자원의 성격과 가치를 반영하지 못하고 있어 경제적 유인이 불충분.

2) 다층적 전력시장의 부재 (실시간 시장, 보조서비스 시장 등)

- ▶ 현재와 같이 하루 전 시장만으로 전력시장을 운영하는 것은 재생에너지 주력 전원화 시대에 효율적이지 않은 구시대적 운영방식.
- ▶ 실시간 시장 및 보조서비스 시장 등 다층적 전력시장 운영을 통해 보다 다양한 자원과 서비스에

가격 신호 제공할 수 있어야.

● 왕관을 쓰려는 재생에너지, 그러나 너무 무거운 왕관의 무게: 제주 전력시장 시범사업

본 시범사업은 실시간 시장 도입을 통한 현물시장 개편이라는 한국 전력시장의 숙원을 실현한다는 점에서 매우 고무적. 또한 재생에너지 가격 입찰을 허용함으로써 재생에너지가 중앙급전화할 수 있는 유인 제공. 이때 VPP라는 신규 유연성 자원에 핵심 역할을 부여해 에너지 전환에 걸맞은 전력시장으로 재편되는 시작점이 될 것으로 기대. 그리고 재생에너지 및 신규 유연성자원의 중앙급전화를 통해 앞서 설명한 용량요금 및 보조서비스 미지급 등 불공정한 요소를 일부 개선했다는 점에서 에너지 전환을 위한 공정한 전력시장을 구축하는 의미 큼.

그러나 재생에너지발전사업자 및 신규 유연성 자원 사업자에 중앙급전화의 자격을 부여함으로써 출력제한 명령 응답이라는 의무를 부여하게 되었을 출력제한, 즉, 영업정지나 다름없는 강제적인 조치에 대해 예측할 수 있는 방안이 부재하여 사업자로 하여금 미지의 리스크를 부담하게 한다는 것이 가장 큰 맹점.

또한 중앙급전화에 상응하는 보상으로 주어지는 용량요금 및 보조서비스정산금의 수준 또한 아직 가스발전과 같은 기존 전력공급설비와 비교했을 때 차별적인 요소 내재. 더불어 예비력에 대한 명확한 가치평가 기준을 확인하기 어렵고, 보조서비스 상품 유형이 제한적이며, 발전자원의 기술적 특성과는 무관하게 일괄적으로 적용되는 임밸런스 패널티 예측오차 등 개선되어야 할 근본적 문제 산재.

● 제주 전력시장 시범사업, 긍정적이지만 근본적인 패러다임 전환 없이는 육지로 나아가지 못해

기존 화력발전 중심의 패러다임에서 벗어나지 못한 채 병렬적으로 도입하는 식의 시범사업은 우리 전력산업의 근본적 체질개선까지 이끌어내기 어려워. 실패한 시범사업으로 끝나지 않으려면 단순 새로운 시장의 개설 뿐 아니라 재생에너지 및 신규 유연성 자원에 진정으로 공정한 가치평가와 보상을 제공할 수 있는 전력시장의 가치평가방식 개편하고, 실시간시장과 보조서비스시장 등 모두 고도화되어야. 더불어 계통 운영 방식 또한 필수운전발전기 용량 최소화, 투명한 정보 공개 등 선행되어야. 육지 계통까지 선진적인 전력시장을 확대하기 위해서는 기존의 단방향, 중앙집중형, 대형 화력발전 중심에서 벗어나 양방향, 분산형, 소규모 재생에너지 중심의 패러다임으로 전환해 나가야.

토론



이유수

에너지경제연구원 선임연구위원

에너지전환시대의 전력산업·시장 통합적 개혁방안 토론회 토론문

- **에너지전환시대 태양광 및 풍력 등 변동성 재생에너지의 확대는 기존의 비교적 안정적 교류계통 운영 시스템의 획기적 변화 요구**
 - 외국은 이미 전력시장의 규제체계 및 시장제도 변화를 통해 변동성 재생에너지의 계통 수용성을 확대해나가고 있음.
 - 경쟁적 시장제도의 가격신호를 바탕으로 시장참여자의 자발적 유인을 제공함으로써 다양한 사업자의 시장참여와 유연성 자원 확보를 유도하고, 변동성 재생에너지 확대에도 기여하여 왔음.
 - 특히, 재생에너지 비중증가에도 출력제한이 비례적으로 증가하지 않는 것은 그 만큼 유연한 전력시스템을 운영하고 있다는 증거임.
 - 시장규제는 독립적 규제기관이 전력시장의 공정한 경쟁기반 조성 목적으로 에너지를 통합적으로 관리하는 방식으로 이루어지고 있기 때문에 가격기능에 의한 시장진입 유인이 존재하는 한 다양한 사업모델의 확대가 가능한 상황임.
- **우리나라는 오랫동안 유지해 온 경직적 전력운영 시스템과 규제위주의 시장제도 하에서 변동성 재생에너지의 계통수용성의 어려움과 전력수급의 변동성은 더욱 커지고 있음.**
 - 근본적으로 전력 판매시장뿐만 아니라 도매시장도 가격 및 진입규제 방식으로 운영되고, 과도한 규제 하에서 시장의 적정 생산 및 소비수준을 왜곡하는 한편, 시장참여자의 자발적 의사결정과 효율성 제고 유인도 크지 않음.
 - 실시간으로 재생에너지 변동성을 반영할 수 있는 다양한 시장의 미비, 시장가치에 기반한 유연성 자원 확보체계 미비, 송전망 건설의 난항 등 예전에 비해 계통의 안정적 운영은 더욱 어려워지고 있음.
 - 더구나 재생에너지의 발전단가가 여전히 높은 상황에서 전기요금의 과도한 규제는 재생에너지의 확대와 친환경 에너지기술의 시장진입도 지연시키고 있는 상태임.
- **전국적인 변동성 재생에너지의 비중은 높지 않지만 제주도, 전남지역 등 태양광 및 풍력 설비 등의 밀집지역에서 출력제한이 빈번하고, 송전망 건설의 어려움으로 인해 더욱 심화되고 있음.**
 - 제주도는 재생에너지 출력제한 문제해결과 계통수용성 확대를 위한 실시간, 보조서비스 시장 등 다양한 시장운영의 구축 등 실증사업 진행으로 경험을 축적할 필요
 - 제주도는 전원구성과 HVDC 활용 등 육지와는 운영시스템에서 근본적인 차이가 있지만 실증경험을 통해 시장운영 시스템의 변화에 따른 문제점과 개선방향에 대한 시사점을 제공할 수 있다는 점에서 큰 의미가 있음.
 - 다만 도매시장의 신속적 가격기능 제공과 재생에너지 입찰제도의 도입은 수익의 변화에 따른 시장참

여자의 반발을 초래할 수 있으므로 적절한 보상수준 등을 고려한 면밀한 대응이 필요함.

- **궁극적으로 우리나라에서 재생에너지를 비롯한 친환경 기술관련 설비의 확대에 따른 전력계통의 안정적 운영을 위해서는 시장운영 관련 규제체계와 시장구조 등 종합적인 시장운영 방식에 대한 개혁이 필요함.**
 - 우선 경쟁시장 기반으로 가격기능 회복이 급선무로서 시장의 수급에 따른 적절한 가격신호 제공으로 자원배분의 적정수준 회복이 중요하고, 시장참여자의 자발적 의사결정과 이에 따른 책임부여가 필요함.
 - 둘째, 지역적 수급불균형을 해소하기 위한 가격신호 제공은 반드시 필요한 사항으로 전력공급의 비용발생 원인을 근거로 가격차등화(LMP 도입 중심으로)를 도입할 필요, 발전소와 수요자의 입지선정에 영향을 주어 지역적 수급균형 달성과 송배전망 건설에 대한 부담완화로 작용할 것임.
 - 셋째, 설비 인허가, 요금규제, 시장감시, 그리고 시장 및 계통운영에 대한 감독 등 규제가 필요한 부분은 독립적이고 전문적 규제기관에서 시행하는 것이 바람직한 방향임.
 - 넷째, 시장구조는 궁극적으로 판매시장에 경쟁을 도입하여 다양한 사업자의 진입을 허용하는 것이 필요하지만, 재생에너지의 발전단가 하락과 전기요금의 현실화가 이루어지면 소비자들의 요구로 판매시장 개방은 자연스럽게 이루어질 것으로 예상됨.

토론

5

정해성

장인의공간 대표

에너지전환 시대의 전력산업시장 통합적 개혁 방안

1. 엄중한 상황 인식 필요

재생에너지 증가와 RE100 을 준비하는 것은 단순한 몇 가지 제도나 시스템으로 가능한 것이 아니며 2000 년대 초반에 중단되었던 구조개편 이상의 준비와 노력이 필요하다는 것을 인식해야 함

2. 에너지 전환에서 정부와 시장의 역할의 재정립 필요

탄소 중립으로 가기 위한 정부의 역할과 시장의 역할이 각각 정립되어야 함

정부가 방향과 목표를 설정하고 시장 제도를 통해 이를 뒷받침할 수 있도록 정부와 시장의 역할의 구분과 상호 보완이 명확히 규정되어야 함

- 재생에너지는 정부주도, 이후 경제성이 발생하는 시점에 시장으로 전환

3. 독립적인 규제기관 도입 필요

- 미래계통에 대한 준비(송·배전망 확충, 송전망과 수소배관망의 통합적 운영시스템 확보, 미래계통 해석 등
- 재생에너지 확대에 따른 영향 분석과 이를 수용할 수 있는 전력시장 설계
- 재생에너지 확대에 요구되는 자원 조달 로드맵 수립
- 한전/전력거래소 등에 확실한 인센티브 제공

4. 전력전문 기관의 평가 기준 재정립 필요

- 재생에너지 확대, 운영 기술 향상, 전문 인력 확충
- 효율성/안정성 등 다양한 지표를 개발하고 명확한 인센티브 제공

5. 전기요금제도 개편

- 비용증가 요인을 전기요금에 명확히 반영
- 세분화(발전/송전/배전/탄소 등)
- 효율적인 투자와 운영이 가능하도록 요금제도의 지속적인 개선
- 분산형 자원에 대한 신호

6. 발전설비 중심의 수급계획을 발전+송배전망 설비 중심으로 변경

- 수급계획의 전문성 확보와 인력 보강 필요
- 한전의 송전부분과 전력거래소의 통합 검토 필요 (한전의 망과 판매가 분리되는 가정)

- 계획에 대한 지속적인 검토와 달성 여부 검토

7. 전력시장의 가격 기능 회복

- 가격이 투자신호로 작동할 수 있도록 시장가격 정상화 (적정 가격에 대한 지속적 검토 필요)
- 유연성 자원 확보
- 네거티브 가격과 재생에너지 초과발전 대응
- 가격입찰
- Sector coupling 에 대비하여 기술중립적인 가격 체계 수립

8. 전력산업 구조 선진화

- RE100, PPA 등 다양한 수단을 활용할 수 있도록 판매부분 개방
- 망과 판매의 분리를 통해 공정한 경쟁 기반 조성

MEMO

MEMO



에너지 전환 포럼