성과발표회 2019.03.29(금)

에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

저탄소 전력시스템으로의 전환을 위한 전력시장 제도개선 방안 연구

에너지경제연구원
연구위원 안재균

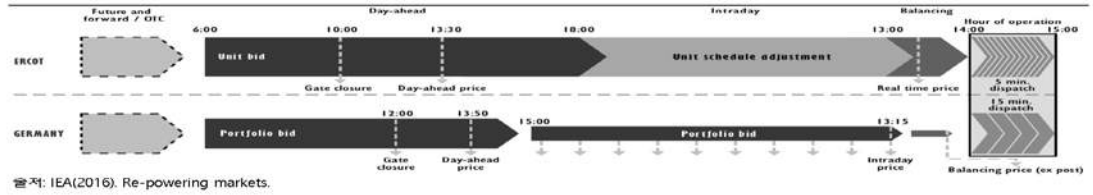
차 례

1. 배경지식
2. 연구배경 및 목적
3. 국내 전력시장 제도 현황과 문제점 분석
4. 주요국 전력시장제도 개선 사례
5. 모형 분석
6. 결론 - 제도개선 제안

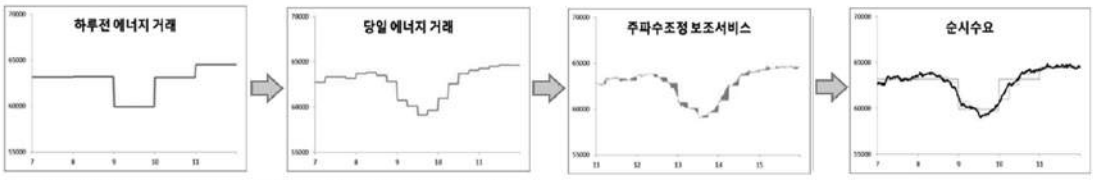
1. 배경지식
2. 연구배경 및 목적
3. 국내 전력시장 제도 현황과 문제점 분석
4. 주요국 전력시장제도 개선 사례
5. 모형 분석
6. 결론 - 제도개선 제안

배경지식 – 전력거래 방법

특 성	▪ 전력은 경제적으로 저장할 수 없으므로 실시간 수급균형이 요구
거래유형	▪ 에너지 거래 : 하루전(1시간 단위), 당일 및 실시간 (5~15분 단위) ▪ 보조서비스(주파수조정예비력) : 에너지(평균전력량)와 순시 전력과의 편차에 대한 거래



출처: IEA(2016). Re-powering markets.

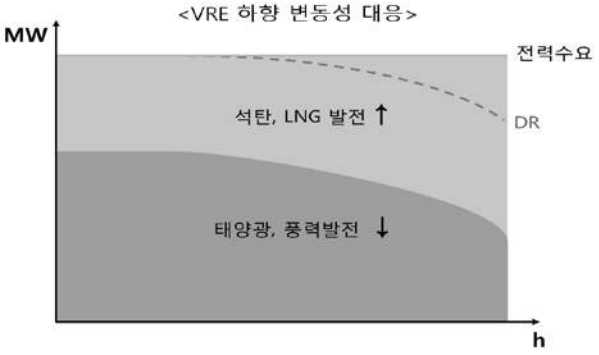


출처: 전력거래소(2017). 에너지전환 시대의 전력시장 변화 세미나 발표자료.

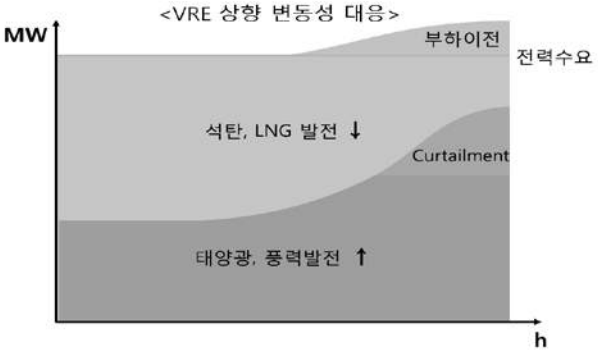
배경지식 – 전력계통 유연성(Power system flexibility)

정의	▪ 매순간 전력수급 균형을 유지하기 위해 비용효과적으로 발전과 부하를 조절할 수 있는 능력
제고 수단	▪ 전력시장제도 개선, 계통운영 선진화(변동적 재생에너지 관제센터), 유연성(DR, GT, ESS, 양수) 자원 확보

<VRE 하향 변동성 대응>



<VRE 상향 변동성 대응>



- 5 -

1. 배경지식

2. 연구배경 및 목적

3. 국내 전력시장 제도 현황과 문제점 분석

4. 주요국 전력시장제도 개선 사례

5. 모형 분석

6. 결론 - 제도개선 제안

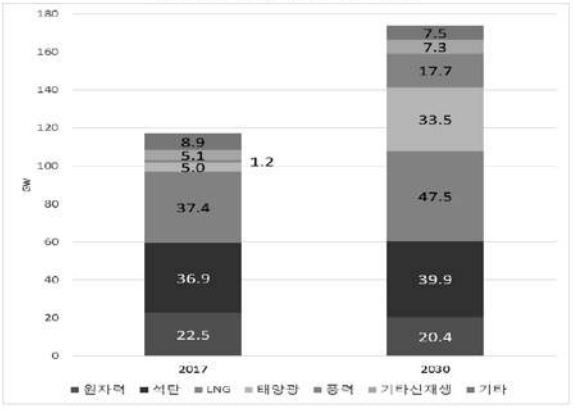
- 6 -

재생에너지 3020 정책

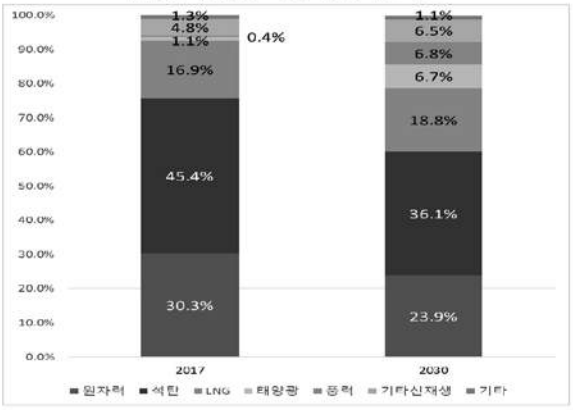
❖ 에너지전환정책의 일환으로 신재생에너지 보급 확대 추진

전원믹스	▪ 8차 전력수급기본계획 2030년 에너지 믹스(발전량) ➢ 원자력 23.9%, 석탄 36.1%, LNG 18.8%, 신재생에너지 20.0%, 기타 1.1%
VRE 용량, 비중	➢ 태양광 용량 : ('17)5.0GW→('30)33.5GW, 발전량 비중 : ('17)1.1%→('30)6.7% ➢ 풍력발전 용량 : ('17)1.2GW →('30)17.7GW, 발전량 비중 : ('17)0.4%→('30)6.8%

<전원별 용량 현황 및 목표>



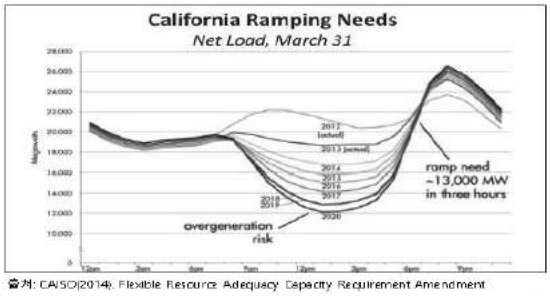
<전원별 발전량 비중 현황 및 목표>



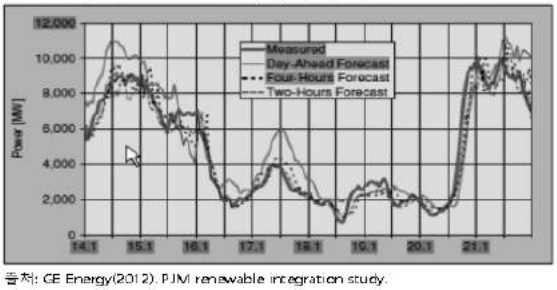
전력계통운영 과제

❖ 변동적 재생에너지 특성

과잉 발전	▪ VRE 확대 시 공급이 수요를 초과하여 출력제한(Curtailment), 수요이전, 저장이 요구됨.
출력 변화	▪ VRE의 출력이 가파르게 증가 또는 감소하여 일반 전원의 빠른 증감발이 요구됨.
불확실성 (예측오차)	▪ 1)필요 예비력 증가, 2)계획 발전량과 실제 발전량 차이를 유발 ▪ CBP: COFF, CON의 정산금 증가 ▪ 하루전-실시간 시장: DAMAP(Day-Ahead Margin Assurance Payment)의 정산금 증가 ▪ COFF, DAMAP는 비발전량에 대한 보상으로 경제적 비효율성 야기



출처: CAISO(2014). Flexible Resource Adequacy Capacity Requirement Amendment



출처: GE Energy(2012). PJM renewable integration study.

연구목적

❖ 연구목적

▪ 변동적 재생에너지가 증가하는 전력시스템에서 최소의 비용으로 안정적인 전력수급을 유지할 수 있는 미래의 전력시장 제도는 무엇인가?

<제3차 에너지기본계획 권고안>

비제약 가격제도 → 제약기반 가격제도	▪ 재생에너지 변동성 등의 실제 수급여건*을 반영한 시장가격체계 도입을 통해 유연성 자원에 대한 수익성 개선 * 재생에너지 변동성, 예비력제약, 양수운영제약, 열공급제약 및 계통운영제약 등
당일·실시간 다중 가격제도 도입 추진	▪ 하루 전 시장 이후 기상변화로 인한 재생에너지의 출력변동성을 당일·실시간 시장가격에 반영하여 재생에너지에 대한 수용성 확대
보조서비스 가격제도 도입	▪ 예비력에 대한 적정 가치 보상으로 유연성자원(ESS, DR, GT, 양수)의 전력시장 진입을 유도

연구 목표

▪ 전력시장제도 개선의 타당성 도출
- ➢ 보조서비스 시장 도입
- ➢ 실시간 시장(이중 정산제도) 도입
- ➢ 가격결정 방식 개선

- 9 -

1. 배경지식
2. 연구배경 및 목적
3. 국내 전력시장 제도 현황과 문제점 분석
4. 주요국 전력시장제도 개선 사례
5. 모형 분석
6. 결론 - 제도개선 제안

- 10 -

현행 전력시장(CBP) 특징

❖ 현행 CBP(Cost Based Pool) 시장 특징

발전 경쟁시장	▪ 발전부문만 입찰에 참여, 수요입찰 없이 예측수요에 의해 가격결정 ▪ 판매사업자(한전)은 단일구매자로 가격수용자(Price taker)
비용입찰	▪ 가격입찰 대신 실제 변동비용(연료비)에 의한 공급곡선 결정 ▪ 단기한계비용에 의한 시장가격(SMP) 결정 ▪ 용량입찰 및 장기한계고정비용에 근거한 별도의 용량가격(CP) 설정
강제적 시장	▪ 전력거래희망자는 의무적으로 전력거래소에 회원가입 ▪ 모든 전력거래가 전력시장(전력거래소)를 통해 이루어짐.
시장 구조	▪ 하루 전 시장만을 운영하며, 별도의 실시간 전력시장은 운영하지 않음. ▪ 실시간 거래량과 하루 전 계획량의 차이는 부가정산금(Uplift)으로 정산

발전계획

❖ 발전계획 단계

가격 발전 계획	▪ 전력수요예측 자료와 발전사업자의 입찰자료를 통해 전력계통내 모든 제약사항을 고려하지 않고 단지 시간대별 시장 가격만 결정하는 비제약발전계획
운영 발전 계획	▪ 가격발전계획으로부터 각종 제약요소(예비력, 열공급, 제약연료 사용, 지역별 계통안정 및 융통전력 운영한계 등)를 추가로 고려하여 수립, 익일 실시간 급전의 기준이 되는 발전계획

출처: 전력거래소(2017), 전력산업입문반 강의자료

구분	가격결정발전계획	운영발전계획
제약조건	.발전기 특성: 증감발율, 최소 및 최대기동시간 .수력 및 양수 물량	.발전기 특성: 증감발율, 최소 및 최대기동시간 .수력 및 양수 물량 .송전제약, 전압제약, 예비력제약, 열제약, 연료제약

국내 전력시장가격(SMP) 결정방식

❖ SMP 결정

가격 결정

- 가격결정 발전계획에 포함된 발전기 중에서 변동비가 가장 높은 발전기가 SMP를 결정
  - ➢변동비 : 증분비용, 무부하비용, 기동비용의 합

CON/COFF

- 실제 운영을 위한 발전계획에는 송전제약, 연료제약, 열공급제약 등은 가격결정 단계에서 제외되며 CON/COFF로 정산

❖ 비용 요소

증분 비용

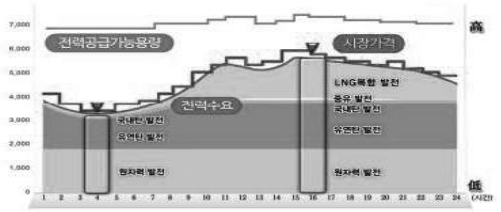
- 어떤 출력에서 출력 1단위 증가에 대한 연료비 증가분(원/kWh)

무부하 비용

- 발전기 출력이 "0"인 상태에서 시간당 소요되는 비용(원/h) - 준고정비

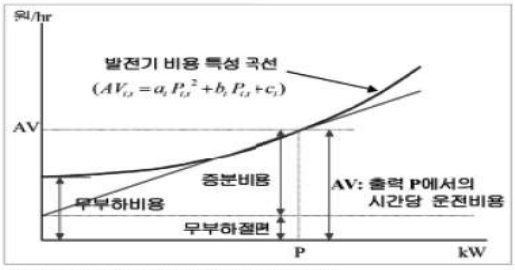
기동 비용

- 계통에서 병해된 후, 다시 계통에 병입하기까지 비용(원/회) - 준고정비



구 분	4시	9시	12시	15시	19시	21시
전력수요(만kW)	3,320	4,770	5,500	5,690	5,420	5,420
시장가격(원/kWh)	32.67	131.89	142.21	142.21	138.4	142.21

출처: 전력거래소(2017). 전력산업입문반 강의자료



출처: 전력거래소(2017). 전력산업입문반 강의자료

SMP 역진성 문제

❖ 가격 역진성 발생

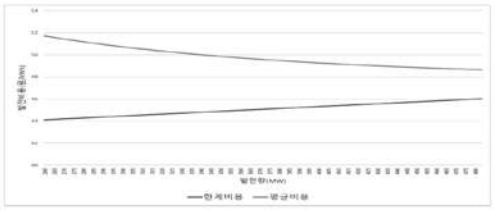
비용 구분

- 한계비용 발전량이 증가할수록 비용 증가
- 평균비용 정격출력에서 비용이 가장 저렴 → 평균비용으로 계산되는 준고정비 항으로 인해 발전량이 감소하여도 가격 상승 현상 발생

문제점

- 수요반응(DR) 자원이 시장 참여 시 수요가 감소하여도 가격 역진성 문제로 시장가격이 상승할 수 있음.
- DR이 시장가격을 상승시키는 결과 초래 → 판매사업자의 DR의 활용 또는 수용 곤란

$$IGP_{i,t} = \left[\frac{1}{TLF_i} \left\{ 2a_i P_{i,t} + b_i + \frac{\sum_{t=x}^{y} (c_i - a_i P_{i,t}^2) + SUC_i}{\sum_{t=x}^{y} P_{i,t}} \right\} \right]$$



(단위: 원/kWh)

모의 날짜	2013-01 -07	2013-01 -09	2013-03 -06	2013-03 -08	2013-05 -15	2013-05 -17	2013-07 -09	2013-07 -11
기준	172.56	175.30	164.86	164.45	148.37	153.45	164.67	166.34
1MW	172.89	175.30	164.86	164.47	148.37	153.45	164.73	166.31
10MW	172.89	175.34	164.86	165.76	148.36	153.47	162.80	166.71
50MW	172.89	175.39	164.86	164.47	148.36	153.49	164.90	166.62
100MW	172.89	175.40	165.78	164.62	148.50	153.58	163.04	166.43

DR 투입

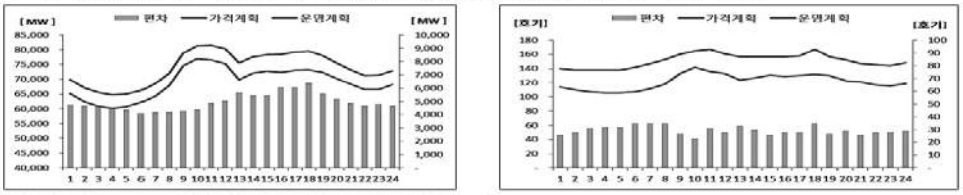
출처: 전력거래소(2014). CBP 전력시장에서 수요자원 반영 방안에 관한 연구.

현행 가격결정방식의 문제점

❖ 이원화된 발전계획

현상

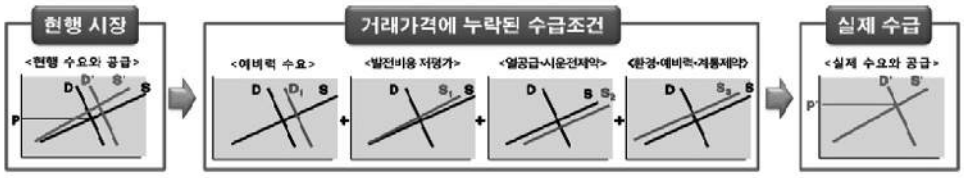
- 가격계획과 운영계획간의 가동용량 및 가동기수 편차('16.01.20)
- 운영계획은 가격계획 대비 4,080~6,383MW(23~35기) 추가 가동



출처: 전력거래소(2017), 에너지전환 시대의 전력시장 변화 세미나 발표자료.

문제점

- 계통 현실이 반영되지 않은 왜곡된 가격형성
- 계통 운영애로 해소를 위해 발전사에게 유인을 제공하는 가격신호 기능 발휘 불가



출처: 전력거래소(2017), 에너지전환 시대의 전력시장 변화 세미나 발표자료.

보조서비스 시장 부재의 문제점

❖ CON, COFF 개념과 문제점

CON

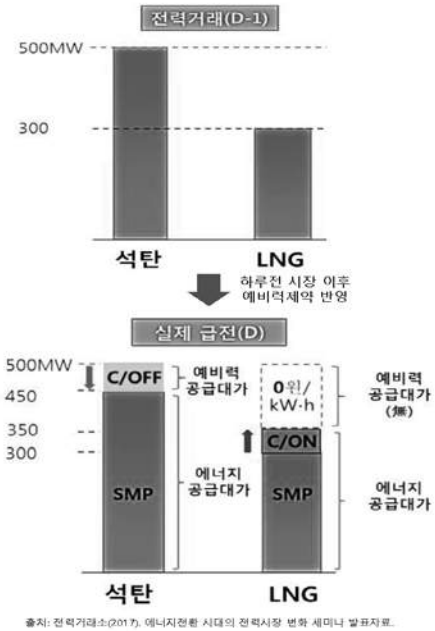
- 제약발전 전력량 정산금(Constrained-ON energy payment)
  - ➢ 가격결정발전계획을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금
  - ➢ 산정수식 : MAX(시장가격×해당 발전량, 변동비)

COFF

- 제약비발전 전력량 정산금(Constrained-OFF energy payment)
  - ➢ 가격결정발전계획에 포함되었으나, 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금(일종의 기대이익)
  - ➢ 산정수식 : (시장가격×발전하지 못한 전력량) – 변동비

문제점

- 유연성 제공 전원(첨두, 신자원) 인센티브 부족 : CON은 변동비만이 지급되므로 초과수익을 실현 불가
- 예비력 제공에 따른 보상 차별 : COFF 지급은 석탄발전소에게만 수익 제공



출처: 전력거래소(2017), 에너지전환 시대의 전력시장 변화 세미나 발표자료.

현행 가격결정방식의 문제점

❖ 에너지과 예비력 동시최적화 부재

현황	▪ 에너지 가격은 단순히 발전기의 한계비용으로 결정 ➢ 에너지는 예비력을 제공하는 기회 비용으로 결정되는 동시최적화 이론과 배치 ▪ 보조서비스 시장 부재, 화력발전의 출력제약(95%)로 예비력 확보
문제점	▪ 예비력이 부족한 상황에서 에너지 가격이 그 영향을 반영하지 못함. ➢ 예비력이 부족하지 않은 상태의 SMP와 동일하므로 추가적인 수요 및 공급 자원의 시장참여 한계 ▪ 보상기준 불분명, 응답속도에 비례한 예비력 가격 형성 부재 ▪ 석탄화력 95% 출력제약 시 1차 예비력 과다 확보로 발전비용 증가

❖ 실시간(밸런싱) 시장 부재

현황	▪ 하루 전 시장만 운영, 실제 급전과의 차이는 CON/COFF로 정산
문제점	▪ 이중정산(Two settlement system) 부재로 급전계획을 이행하는 의무가 발생하지 않음. ▪ 실시간 시장 부재로 판매사업자는 부가정산금을 그대로 부담(DR 활용 기회 없음) ▪ 실시간 시장 가격이 부재하므로 실시간 요금제도 설계와 스마트그리드 활성화 불가

- 17 -

1. 배경지식
2. 연구배경 및 목적
3. 국내 전력시장 제도 현황과 문제점 분석
4. 주요국 전력시장제도 개선 사례
5. 모형 분석
6. 결론 - 제도개선 제안

- 18 -

주요국 전력시장제도 개선 사례

❖ 미국 및 유럽 전력시장제도 개선 특징

주요 특징

- 하루전-당일·실시간 시장 운영을 통해 시스템 효율 제고
- 제도개선을 통해 유연성 제공 자원의 보상 강화
- 변동적 재생에너지 관제센터 및 계통연계 기준 강화

구 분	내 용
전력시장 제도 개선	.미국: 실시간 시장 정산주기 단축 .유럽: 당일 시장 개설 .공통: 변동적 재생에너지 출력제한(Curtailment) 규정 수립, 밸런싱 의무부여
가격결정 방식 개선	.미국: 전력시장가격은 실제 운전제약을 전량 반영한다는 원칙, 예비력 부족에 대한 희소가격 제도 표준화, MISO는 부가정산금을 최소화하는 ELMP 도입 .유럽: 희소가격결정(Scarcity pricing) 제도 확대(규제적 상한가격제 금지)
전력계통 운영 선진화	.공통: 변동적 재생에너지 예측 시스템 운영 .텍사스 풍력발전예측시스템, 스페인 신재생에너지 관제센터
계통연계 기준 강화	.공통: 풍력 발전 계통연계 기준(유효 및 무효전력제어능력, 전압제어)
유연성 제공 자원 확보	.미국 CAISO: Ramping product market 도입, ESS 의무화 .공통: 수요자원 보조서비스로 활용, 분산자원 중개시장 운영 .미국 PJM, CAISO: ESS 전력시장 진입장벽 완화

미국 MISO의 가격결정 개선사례

❖ MISO의 Extended Locational Marginal Price(ELMP)

도입 목적

- 부가정산금(Uplift) 지급 최소화
  - ➢ 기동성능이 빠르고 최소, 최대출력이 동일한 발전기가 계통 병입시에는 가격 결정이 불가능
  - ➢ 이러한 발전기에 지급하는 보조금을 최소화하기 시장가격결정 방법 개선

방법 & 단계

- 방법 : Partial commitment
  - ➢ 기동정지 이진변수를 0~1로 완화시키고 최소출력을 0으로 설정
- 1단계 (2015년 3월 1일~2017년 4월 30일)
  - ➢ FSR(Fast start resource) 정의 : 10분 내 병입, 최소운전시간 1시간 이내, 최대 50대(약 2GW)
- 2단계 (2015년 3월 1일~2017년 4월 30일)
  - ➢ FSR(Fast start resource) 정의 : 60분 내 병입, 최소운전시간 1시간 이내, 최대 50대(약 2GW)

효과

구분	Phase 1	Phase 2
Online FSR 가격 영향 (일반 상황)	평균 $1/MWh 상승	평균 $3/MWh 상승
Offline FSR 가격 영향 (Emergency 상황)	평균 $35/MWh 감소	평균 $60/MWh 감소
부가정산금 영향	1% 감소	9% 감소

※ Offline FSR은 일반상황에서 가격결정 불가: 응급상황에서 계통 병입 시 예비력 부족으로 인한 가격 스파이크 방지

1. 배경지식
2. 연구배경 및 목적
3. 국내 전력시장 제도 현황과 문제점 분석
4. 주요국 전력시장제도 개선 사례
5. **모형 분석**
6. 결론 - 제도개선 제안

모형 개요

❖ 모형 개요 및 목적

목적	▪ 목적 : 제도개선에 따른 경제적 효율성 비교 ▪ 방법 : 이론 및 소규모 계통모형 통한 결과 도출 → 직관력 제공
모형 1 (동시최적화)	▪ 현행 이원화된 가격결정방식과 에너지 및 예비력 동시최적화 모형 구축 ▪ 현행 및 제도개선에 따른 발전비용, 가격, 정산금 비교
모형 2 (실시간시장)	▪ 실시간(밸런싱) 시장 이론 고찰 및 단순 모형 구축 ▪ 실시간 시장의 기능 분석, 현행 방식과 정산금 비교

모형1 : 에너지-예비력 동시 최적화

❖ 에너지-예비력 동시최적화(Co-optimization)

개요

- 예비력 확보제약 조건을 목적함수에 반영
- 예비력 제약조건은 Cascading 방식과 Independent 방식으로 구분
- 미국 MISO는 Cascading 방식 선택

Cascading

$$P_{G1} + P_{G2} = 1300$$
$$R_{G1}^{reg} + R_{G2}^{reg} + Shortage1 \geq 50 \quad ;\lambda$$
$$R_{G1}^{reg} + R_{G2}^{reg} + R_{G1}^{SR} + R_{G2}^{SR} + Shortage2 \geq 100 \quad ;\mu$$
$$R_{G1}^{reg} + R_{G2}^{reg} + R_{G1}^{SR} + R_{G2}^{SR} + R_{G1}^{NSR} + R_{G2}^{NSR} + Shortage3 \geq 150 \quad ;\pi$$
$$Price_{reg} = \lambda + \mu + \pi$$
$$Price_{SR} = \mu + \pi$$
$$Price_{NSR} = \pi$$

Cascade : 계단 폭포, 직렬 등

비교

Cascading	Independent
$R_{primary} >= 50$ $R_{primary} + R_{secondary} >= 100$ $R_{primary} + R_{secondary} + R_{tertiary} >= 150$	$R_{primary} >= 50$ $R_{secondary} >= 50$ $R_{tertiary} >= 50$
1. 응동이 빠른 예비력은 낮은 예비력으로 활용 가능 2. 응동 순위 = 예비력 가격 순위	1. 개별 예비력을 각각 확보 2. 가격 역진현상 발생

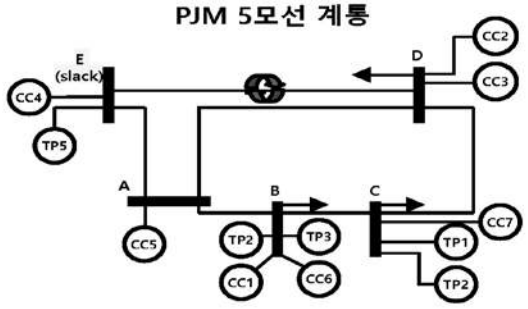
사례 연구

❖ 모의 계통

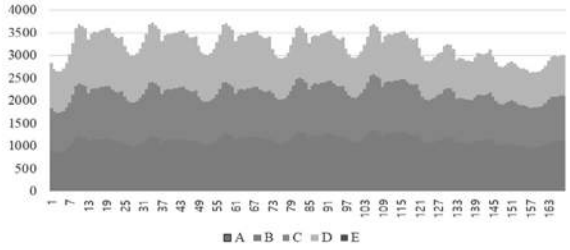
개요

- PJM 5모선 모의 계통 적용
- 발전기(공급 측) : 국내 발전기와 유사한 화력 발전 11기 (설비용량 : 6.08GW)
- 부하 (수요 측) : 2017년 3월 주간부하 패턴 (최대부하 : 3.73 GW)
- 모의 기간 7일

PJM 5모선 계통



Demand



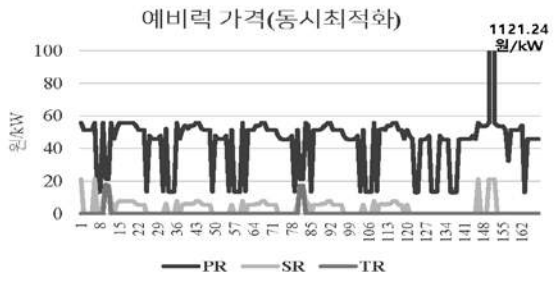
시나리오 구성

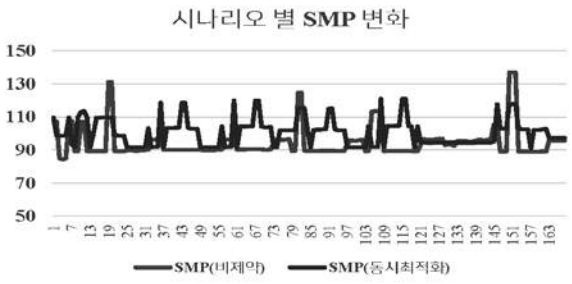
❖ 시나리오 비교

	현행 시나리오				동시최적화 시나리오	
	(1)비제약 발전계획		(2)운영 발전계획			
가격 결정	SMP		-		증분비, ELMP, 1,2차 및 3차 예비력 가격	
급전 계획 최적화	비제약 최적화 문제		제약 최적화 문제		에너지, 예비력 동시 최적화 문제	
	목적함수	발전비용 최소화	목적함수	발전비용 최소화	목적함수	발전비용 및 예비력 확보 비용 최소화
	제약조건	-수급 균형 -발전기 자체 제약 조건	제약조건	-수급균형 -발전기 자체 제약 조건 -화력발전 최대출력 제한 (≤98%) -2차,3차 예비력 확보	제약조건	-수급균형 -발전기 자체 제약 조건 -1차,2차 및 3차 예비력 제약조건
예비력 계획	-		2,3차 예비력	최적화 문제에서 확보		
			1차 예비력 (최적화 아님)	최적화 이후 각 발전기의 9% 출력 여유로써 확보		
			-1차 요구량 확보 불능 시 최적화 재수행 -재수행 시 최대 출력 제약 강화(≤90%) → 더 많은 출력여유분 확보			
계통 예비력 확보 조건	-		Independent 방식 $\sum_g$(1차 예비력$_{g,t}$) ≥ 부하$_t$*10% $\sum_g$(2차 예비력$_{g,t}$) ≥ 부하$_t$*10% $\sum_g$(3차 예비력$_{g,t}$) ≥ 부하$_t$*10%		Cascading 방식 $\sum_g$(1차 예비력$_{g,t}$) ≥ 부하$_t$*10% $\sum_g$(1차 예비력$_{g,t}$ + 2차 예비력$_{g,t}$) ≥ 2*부하$_t$*10% $\sum_g$(1차 예비력$_{g,t}$+2차 예비력$_{g,t}$+3차 예비력$_{g,t}$)≥ 3*부하$_t$*10%	

결과 – 예비력, 에너지 가격

❖ 예비력, 에너지 가격 비교



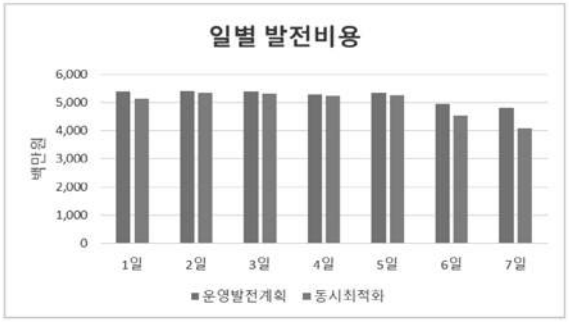


구분	1차 예비력 (PR)	2차 예비력 (SR)	3차 예비력 (TR)
평균 가격 (원/kW)	49.95	3.63	0.41

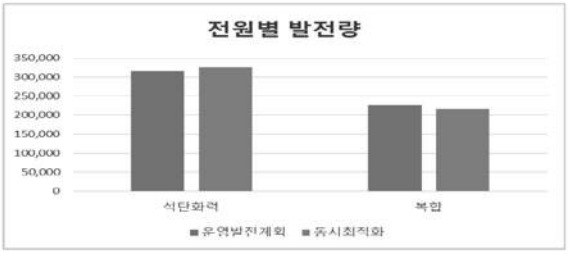
구분	비제약 발전계획	동시최적화	효 과
평균 SMP	94.57원/kWh	100.81원/kWh	▲ 6.24원/kWh (+6.60%)
평균 증분비	83.53원/kWh	85.97원/kWh	▲ 2.44원/kWh (+2.92%)

결과 - 발전비용 및 전원별 발전량

❖ 발전비용 및 발전원별 발전량 비교



구분	발전비용(백만원)		효 과
	운영발전계획	동시최적화	
1일	5,371	5,129	▼ 243
2일	5,393	5,339	▼ 54
3일	5,368	5,313	▼ 55
4일	5,279	5,229	▼ 50
5일	5,318	5,264	▼ 54
6일	4,922	4,527	▼ 395
7일	4,810	4,078	▼ 732
계	36,461	34,879	▼ 1,582 (4.34%)



구분	발전량(MWh)		효과
	운영발전계획	동시최적화	
석탄화력	315,896	324,963	▲ 9,067
복합화력	226,417	217,350	▼ 9,067

결과 - 정산금

❖ 정산금 비교

구성

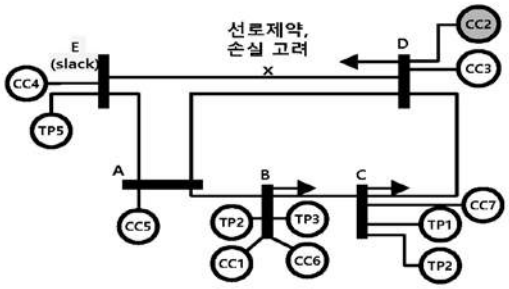
- **현행 시나리오 정산 : SEP(SMP) + CON + COFF**
- **동시최적화 시나리오 정산 : SEP(증분비) + 일괄지불금 + 예비력 정산금**

※ 일괄지불금(Make Whole Payment, MWP) : 발전사가 기동비용, 무부하비용 등을 포함하여 총 비용을 회수하지 못할 때 지급하는 정산금

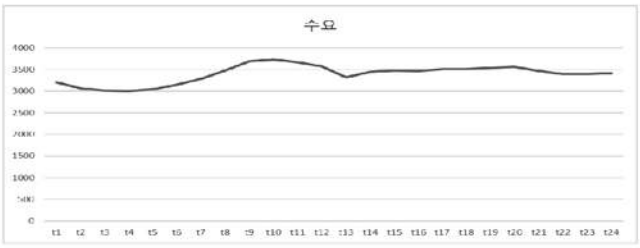
구분	현행 시나리오				동시최적화 시나리오						시나리오 비교
	SEP 정산금	CON 정산금	COFF 정산금	계	SEP 정산금	PR 정산금	SR 정산금	TR 정산금	일괄지불금 (MWP)	계	차이
1일	7,667	911	611	9,189	6,985	375	63	7	171	7,601	▼1,588
2일	7,438	593	242	8,273	6,985	352	29	0	260	7,626	▼647
3일	7,422	566	239	8,227	6,952	338	28	0	264	7,582	▼645
4일	7,564	616	190	8,370	6,951	364	48	7	221	7,591	▼779
5일	7,675	633	196	8,504	6,887	344	26	0	269	7,526	▼978
6일	6,902	1,389	1,225	9,516	5,930	255	0	0	333	6,518	▼2,998
7일	6,624	369	296	7,289	5,778	634	24	0	211	6,647	▼642
계	51,291	5,076	3,000	59,367	46,468	2,663	217	13	1,729	51,091	▼8,276 (-13.94%)

ELMP 효과 분석

❖ ELMP 모의



최소 출력으로 운전 중인
CC2를 Fast Start Resource로 가정



	…t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22…
CC2				56	56		
CC4	786	823	822	807	819	786	715
CC5	725	725	725	725	725	725	725

❖ 가격 결과

	t1	t17	t18	t19	t20	t21	평균
증분비	89.17	82.43	82.43	82.41	82.42	82.39	83.9
SMP	97.66	89.36	89.36	89.34	89.36	89.32	92.42
ELMP	89.17	82.43	82.43	89.5	95.54	82.39	86.23

ELMP 효과 분석

❖ 에너지 가격 역진성 모의

(단위 : 원/kWh)

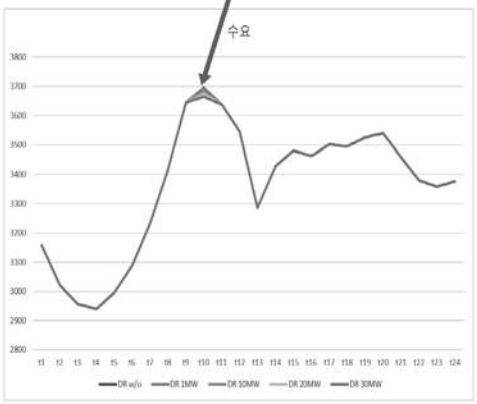
구분	w/o 감축	수요 1MW 감축	수요 10MW 감축	수요 20MW 감축	수요 30MW 감축
증분비	90.03	90.02	89.99	89.96	89.92
SMP	113.77	113.83	114.36	114.97	115.61
ELMP	96.02	96.02	95.98	95.95	95.91

평균비용 향으로 인한 역진성 발생
(수요가 감소함에도 불구하고 시장가격 증가)
(※ 한계발전기 동일)

(단위 : 원/kWh)

구분	w/o 감축	수요 1MW 감축	수요 10MW 감축	수요 20MW 감축	수요 30MW 감축
한계비용	90.03	90.02	89.99	89.96	89.92
평균비용	23.74	23.81	24.37	25.01	25.69
SMP (한계비용+평균비용)	113.77	113.83	114.36	114.97	115.61

최대수요(t10) 시간에 수요를 감축하여
해당 시간의 시장가격 분석



모의 결과 요약

❖ 모의 결과 정리

주요 결과

- 현행 이원화된 가격결정방식은 부가정산금(CON, COFF) 증가로 인해 총정산금 증가 초래
- 동시최적화 방식은 에너지 가격이 상승하지만 최적자원배분을 통해 총 발전비용 감소 효과 발휘
- 반면에 증분비, ELMP 방식은 일괄보조금(MWP) 증가 초래 → 피크 발전기 수익 악화

※ 실제 주요국의 전력시장은 가격입찰방식으로 운영

(단위 : 백만원)

구분		발전비용	정산금				
			전력 구매비용 (A)	예비력 구매비용 (B)	부가정산금 (C)	일괄지불금 (D)	총정산금 (A+B+C+D)
현행	SMP	36,461	51,291	-	8,076	-	59,397
동시최적화	SMP	34,879	54,803	2,893	-	327	58,023
	증분비		46,468		-	1,729	48,197
	ELMP		47,930		-	1,407	49,337

모형2 : 실시간(밸런싱) 시장 이론

❖ 실시간(밸런싱) 시장 이론 정리

가격결정

- 초과 수요($Q_{DA} < Q_{RT}$)
  - ➢ 하루전 시장 가격 (P_{DA}) < 실시간 시장 가격 (P_{RT})
- 초과 공급($Q_{DA} > Q_{RT}$)
  - ➢ 하루전 시장 가격 (P_{DA}) > 실시간 시장 가격 (P_{RT})

이중정산

- 하루전 시장 계약량이 실시간 시장의 발전(수요)량을 초과 또는 미달할 경우 실시간 시장 가격으로 정산
- 정산 수식 = $Q_{DA}P_{DA} + (Q_{RT}-Q_{DA})P_{RT}$

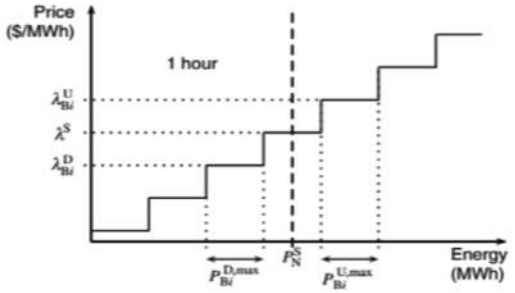
※ 발전사는 수입, 판매사는 지불

효과

- 발전사 : 실시간 시장 가격에 따라 급전을 조정할 유인 발생, 이중 정산으로 하루전 시장의 계획 발전량을 준수할 의무 발생
- 판매사 : 하루전 시장의 예측 수요 준수, 실시간 시장에서 수요반응을 활성화할 유인 발생
- 종합적으로 하루전 시장과 실시간 시장의 차이를 줄여 관련 정산금을 감소시킴.

필수성

- 가장 비용효과적인 계통 운영 수단
- 실시간 시장가격 기반 선도계약 및 투자의사결정



출처: Morales, J.M. et al(2017). Integrating renewables in electricity markets.

$$\min_{P^{U}_{Bi},P^{D}_{Bi},P^{U}_{Dk},P^{D}_{Dk}} \sum_{i\in\Xi_B} \lambda^{U}_{Bi}P^{U}_{Bi} - \lambda^{D}_{Bi}P^{D}_{Bi} + \sum_{k\in\Xi_C} \lambda^{U}_{Dk}P^{U}_{Dk} - \lambda^{D}_{Dk}P^{D}_{Dk}$$

$$\text{s.t.} \quad P^{S}_{B} + \sum_{i\in\Xi_B} P^{U}_{Bi} - P^{D}_{Bi} = P^{B}_{N} + \sum_{k\in\Xi_C} \left(P^{D}_{Dk} - P^{U}_{Dk}\right) : \quad \lambda^{B},$$

$$0 \le P^{U}_{Bi} \le P^{U,max}_{Bi}, \quad \forall i,$$

$$0 \le P^{D}_{Bi} \le P^{D,max}_{Bi}, \quad \forall i,$$

$$0 \le P^{U}_{Dk} \le P^{U,max}_{Dk}, \quad k \in \Xi_C,$$

$$0 \le P^{D}_{Dk} \le P^{D,max}_{Dk}, \quad k \in \Xi_C,$$

출처 : Morales, J.M. et al(2017). Integrating renewables in electricity markets.

모형2 : 실시간(밸런싱) 시장 모형

❖ 전제

하루전 시장

Variable		Value
P^S (MWh)	Unit B1	50
	Unit B2	20
	Unit B3	0
	Unit U1	40
	Unit U2	30
	Load D1	40
	Load D2	100
λ^S (\$/MWh)		20

밸런싱 단계

Up-regulation

Participant	P^B (MWh)	$P^B - P^S$ (MWh)
Unit U1	50	10
Unit U2	20	−10
Load D1	35	−5
Load D2	120	20

Down-regulation

Participant	P^B (MWh)	$P^B - P^S$ (MWh)
Unit U1	65	25
Unit U2	25	−5
Load D1	22	−18
Load D2	120	20

Up-regulation 입찰

Unit	λ^U (\$/MWh)	$P^{U,max}$ (MWh)
B1	–	–
B2	30	10
B3	50	50

Demand	λ^U (\$/MWh)	$P^{U,max}$ (MWh)
D1	22	5
D2	24	5

Down-regulation 입찰

Unit	λ^D (\$/MWh)	$P^{D,max}$ (MWh)
B1	8	40
B2	15	10
B3	–	–

Demand	λ^D (\$/MWh)	$P^{D,max}$ (MWh)
D1	16	5
D2	19	10

모의 결과 요약

❖ 모의 결과 정리

밸런싱 단계시 초과수요

(단위 : 천원)

구분	CBP	DA-RT	
		w/o DR	DR
DA가격(원/kWh)	20	20	20
RT가격(원/kWh)	-	25	23
전력구매비용	1,400	1,775	1,630
부가정산금(CON)	300	-	-
총 비용	1,700	1,775	1,630
평균비용(원/kWh)	11.0	11.5	10.9

밸런싱 단계시 초과공급

(단위 : 천원)

구분		CBP	DA-RT	
			w/o DR	DR
DA가격(원/kWh)		20	20	20
RT가격(원/kWh)		-	8	15
전력구매비용		1,040	1,248	1,355
부가정산금	COFF	256	-	-
	DAMAP	-	28	24
총 비용		1,296	1,276	1,379
평균비용(원/kWh)		9.13	8.99	9.01

주요 결과

- 현행 시장에서는 실시간 시장 부재로 밸런싱 단계에 DR 작동 불가
- CON이 발생하는 상황에서 DA-RT시장은 전력구매비용이 증가할 수 있으나 (한편으로는, 유연성 제공 자원 보상 강화) DR이 작동하여 평균비용 하락 가능
- COFF가 발생하는 상황에서 실시간 가격 부재로 과다 보상 소지 발생
  ※ COFF : (DA계획대비 미발전량)×(DA가격-변동비)
  ※ DAMAP : (DA계획량 – RT발전량)×(RT가격-DA 입찰가)

1. 배경지식
2. 연구배경 및 목적
3. 국내 전력시장 제도 현황과 문제점 분석
4. 주요 선진국의 전력시장제도 분석
5. 모형 분석
6. 결론 - 제도개선 제안

결론 - 제도개선 제안

보조서비스 시장 도입	▪ 변동적 재생에너지 보급 확대에 따라 예비력 운영의 효율성 제고 필요 ▪ 응동이 빠른 예비력에 대한 보상 강화로 유연성 자원 시장진입 유도 ▪ 에너지와 예비력이 상호 연계된 가격 신호 제공을 위해서는 에너지-예비력 동시최적화 시스템으로의 전환이 바람직
실시간 시장 도입	▪ 변동적 재생에너지의 불확실성으로 CON/COFF 정산금 증가가 불가피 ▪ 실시간 시장 도입으로 관련 정산금 감소와 유연성 자원 보상 강화 가능 ▪ 판매사의 수요입찰: 독점판매구조에서 대규모 수용가의 참여 유도 필요, 현행 구조에서는 수요입찰을 낮게 할 유인을 가지므로 예측오차 허용범위 초과 시 페널티 검토 필요(부록 미국 FERC 제도 예시)
가격결정 방식 개선	▪ 역신성 개선을 위해 현행 SMP에서 증분비 방식으로의 전환이 필요하나, ▪ 동 방식은 일괄지불금(MWP)가 증가하므로 가격 입찰 방식을 통해 발전서의 적정 마진을 허용하는 제도 도입 고려 ▪ 가격 입찰 도입 시 시장감독 체제 구축(부록 PJM 제도 예시)

부록

❖ 미국 FERC 페널티 제도

<FERC 수급불균형 페널티 제도>

구 분	시간대별 오차범위(+/-)	정 산
Tier 1	15%이내 (2MW이하)	- 매월 상계 - 매달 말일 증분비용 100%로 정산
Tier 2	15~75% (2~10MW)	- 양의 편차 : 증분비용의 90%로 정산 - 음의 편차 : 증분비용의 110%로 정산
Tier 3	75%이상 (10MW이상)	- 양의 편차: 증분비용의 75%로 정산 - 음의 편차: 증분비용의 125%로 정산

❖ 미국 PJM 시장감시 제도

- 발전기별 기준비용+10% 설정
- 시장기반입찰 및 비용기반입찰 2개 입찰 제출
- 시장지배력 완화를 위해 Structural tests 시행
  - ➢ 1단계 : 시장청산가격이 $91.87/MWh 초과 시 입찰가와 과거 입찰가 비교
  - ➢ 2단계 : 입찰가가 기준가격의 200%이상, 기준가보다 100$ 이상 시 조사
  - ➢ 3단계 : 시장청산가격 200$ 이상 또는 50$ 상승 시 조사

에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

감사합니다.