



배출권거래 시장과 전력시장의 연계성과 발전 방안

이상준

서울과학기술대학교

국가비전

2050년까지 탄소중립을 목표로 하여 탄소중립 사회로
이행하고, **환경과 경제의 조화로운 발전**을 도모

국가전략

구체적·효율적 방식으로 온실가스를 감축하는
책임감 있는 탄소중립

민간이 이끌어가는
혁신적인 탄소중립·녹색성장

모든 사회구성원의 공감과 협력을 통해
함께하는 탄소중립

기후위기 적응과 국제사회를 주도하는
능동적인 탄소중립

중장기
감축목표

2030년까지 **“온실가스 40% 감축”** 달성

2018 727.6백만톤 ➡ 2030 436.6백만톤

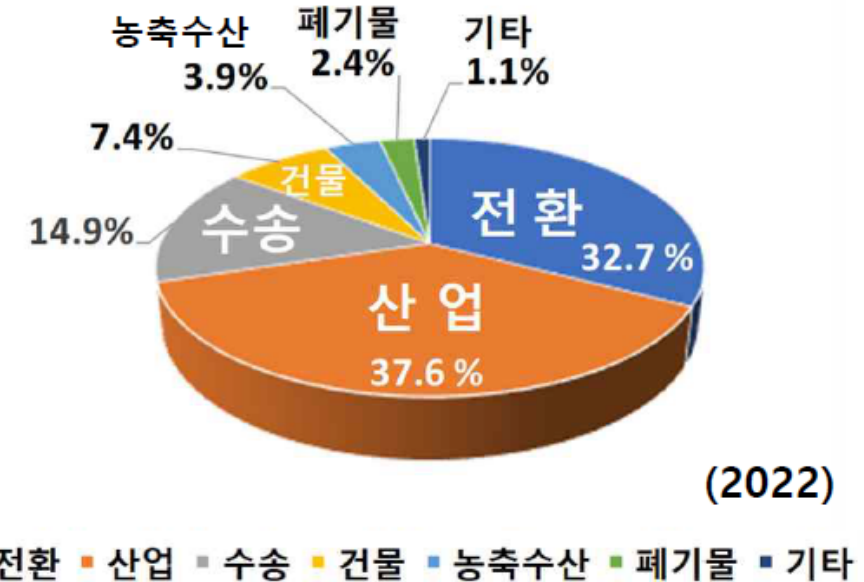
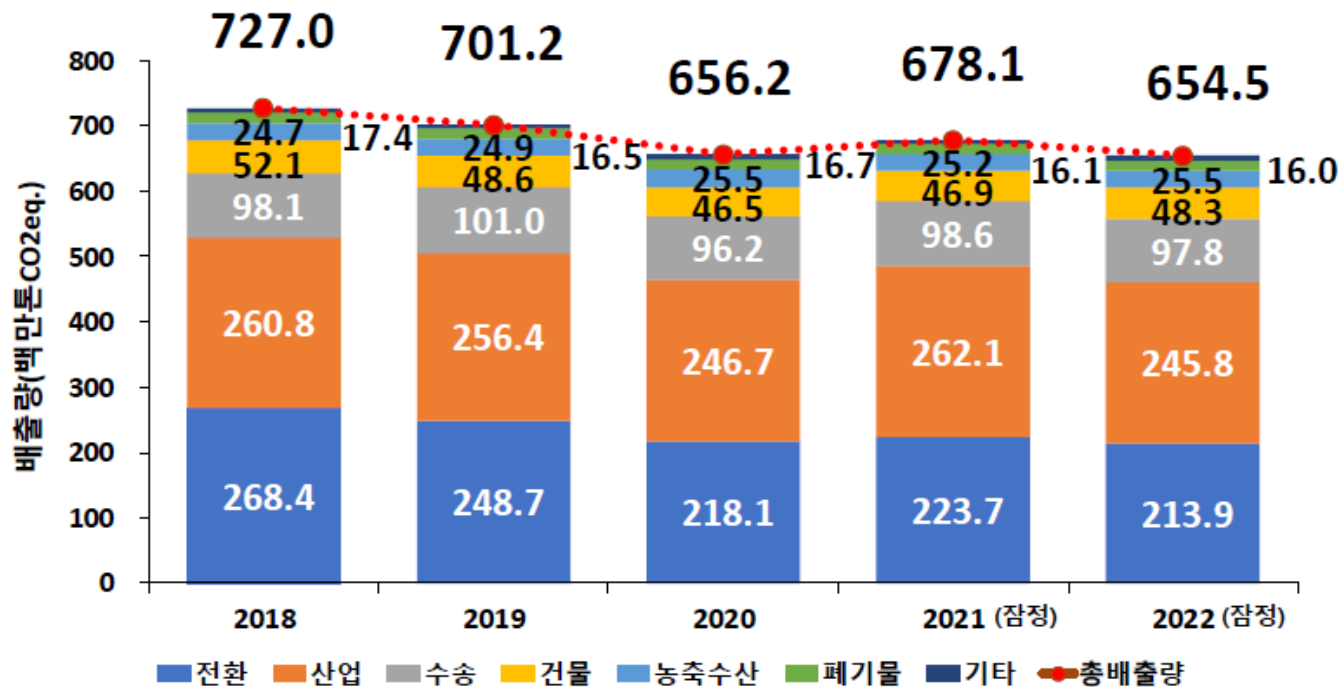
부문별
감축정책

전 환	산 업	건 물	수 송	농축수산
<ul style="list-style-type: none"> · 석탄발전 감축 · 원전+재생e↑ · 수요 효율화 	<ul style="list-style-type: none"> · 핵심기술 확보 · 기업지원 · 배출권 고도화 	<ul style="list-style-type: none"> · 제로에너지 건축물 확대 · 그린리모델링 	<ul style="list-style-type: none"> · 무공해차 보급 · 철도·항공·해운 저탄소화 	<ul style="list-style-type: none"> · 저탄소 농업구조 전환 · 어선 및 시설 저탄소화
폐기물	수 소	흡수원	CCUS	국제감축
<ul style="list-style-type: none"> · 지속가능한 생산·소비체계 · 자원 순환 이용 확대 	<ul style="list-style-type: none"> · 청정수소공급 확대 · 수소활용 생태계 강화 	<ul style="list-style-type: none"> · 산림순환경영 · 내륙·연안습지 복원 및 보호 	<ul style="list-style-type: none"> · 법령, 저장소 등 인프라 마련 · 기술 확보상용화 R&D 	<ul style="list-style-type: none"> · 민관합동지원플랫폼 · 부문별 사업 발굴 및 이행

우리나라 온실가스 배출 현황

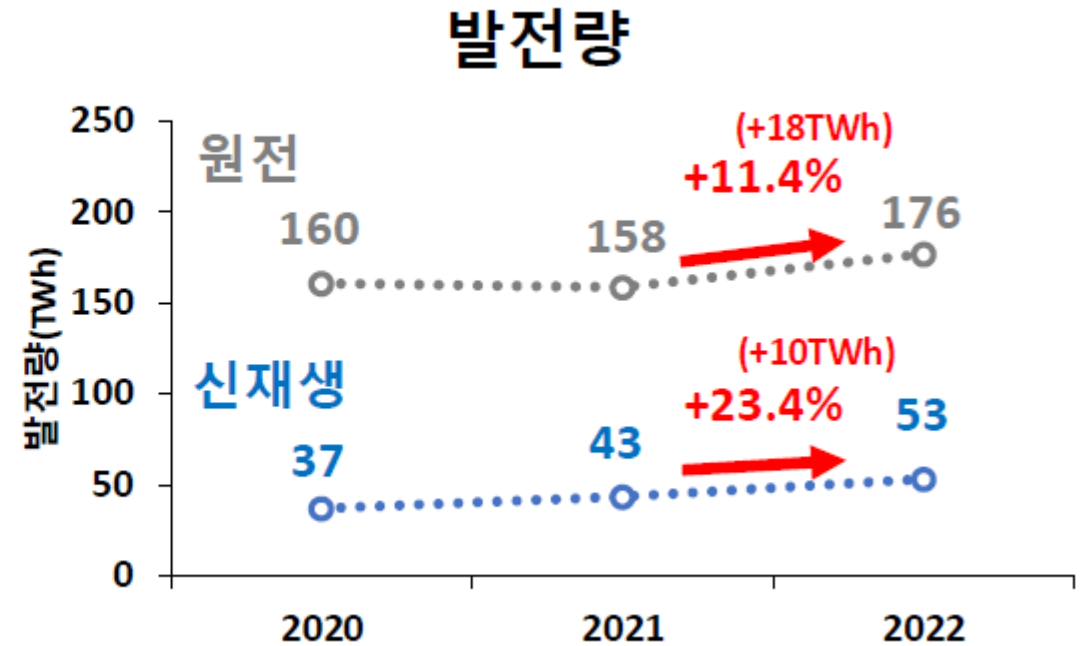
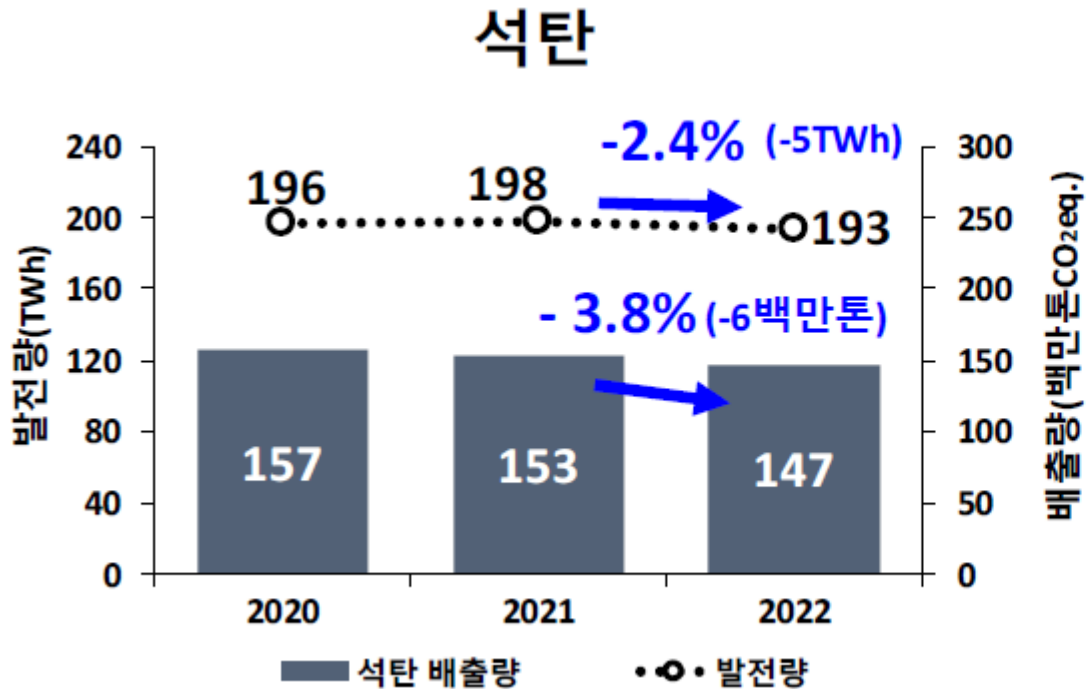
❖ 2022년 우리나라 온실가스 잠정 배출량은 전년 대비 3.5% 감소

- 전환 9.7백만 톤, 산업 16.3백만 톤 감소
- 전환부문에서 배출량 감소가 기여도가 높음(산업은 업황 작용)



❖ 2022년 발전량은 증가하였으나 전원믹스 개선으로 배출량 감소 기여

- 발전량은 전년 대비 3% 증가(576.8 → 594.4TWh), 주로 상업용 전력수요 증가에 기인
- 원자력, 신재생 증가와 석탄, LNG 감소로 전원믹스 개선에 따라 배출량 4.3% 감소(223.7백만 톤 → 213.9백만 톤)
- 전환 부문에서 감축이 향후 온실가스 감축에서 선제적 중요성을 가짐



❖ 저탄소 투자의 촉진

- 탄소가격은 고배출 발전소의 수익성 저하 → 저탄소 발전원 투자 촉진
- 배출권가격 안정성, 장기적 정책 시그널 중요

❖ 전력 수요관리

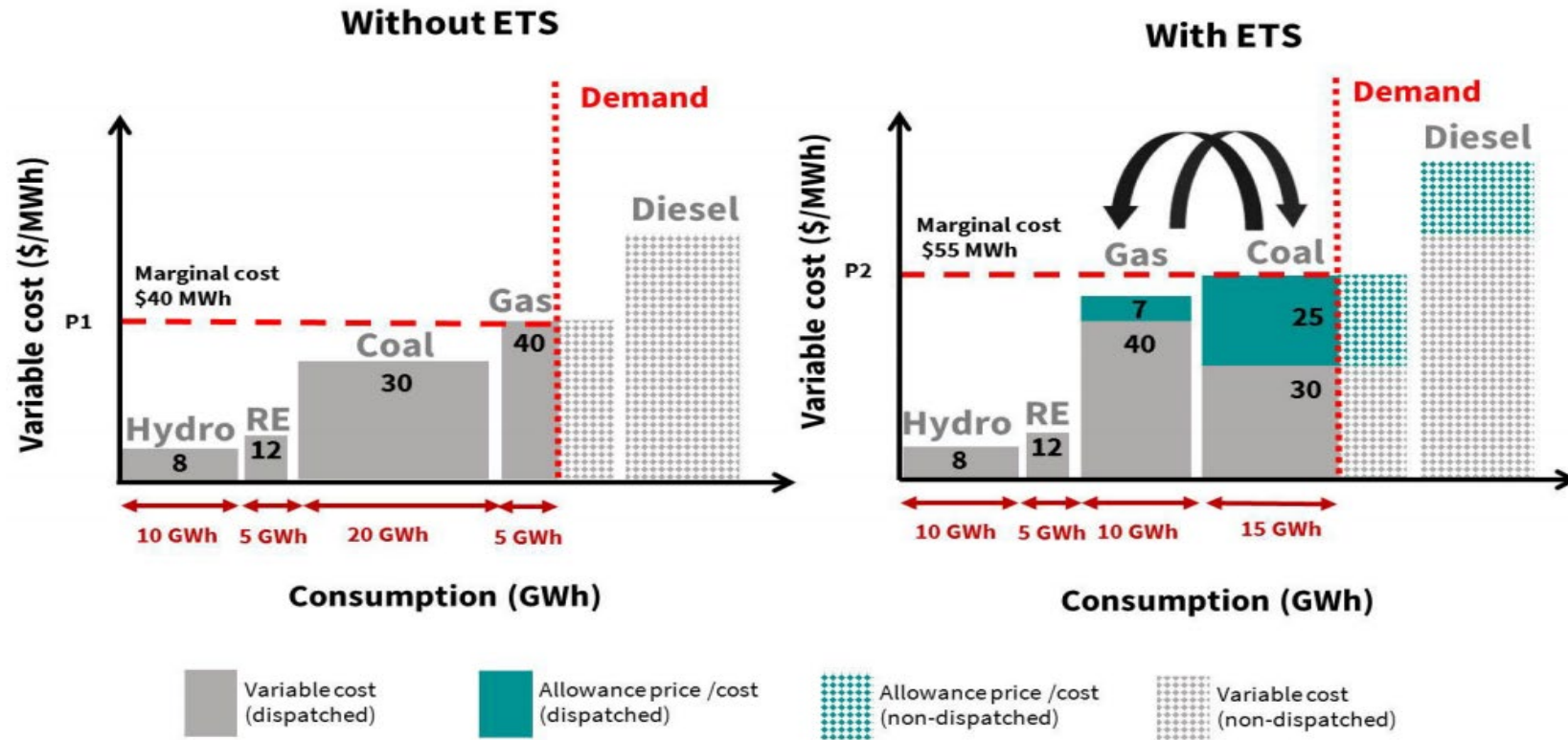
- 탄소가격은 발전 변동비 상승요인 → 소비자 가격 반영으로 전력소비 감축 유인 제공
- 발전변동비가 소비자 가격으로 전가되는 자유화된 전력시장 이 관건

❖ 급전순위 변경

- 탄소가격은 화석연료 발전원은 변동비 상승 → 저탄소발전원 경쟁력 향상 및 급전순위 변동
- 도매가격이나 급전이 규제되는 시장에서 제대로 작동이 어려움

	효율적 경쟁시장 (Benchmark)	유상할당 100%	발전기별 BM /SMP 순비용 반영	통합 BM /SMP 순비용 반영	가상 급전시스템
공급측효과 (급전순위)	O	O	<input type="checkbox"/>	O	O
수요자측면 효과 (SMP 증가폭)	O	O	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> - α
투자/퇴출효과 (발전원 유형 내 상대적 효율적 보상)	O	O	X	O	X
발전사업자들 초과이익 억제	X	X	<input type="checkbox"/>	X	O

- 통합BM을 적용하고 발전기별 순비용을 반영하는 방안이 상대적으로 효율적 전력시장에 가까움: 점진적 이행 필요



❖ 우리나라는 계절별 전력수급이나 계통제약, 송전제약 등 한계 → 시장기능에 의한 급전순위 변경 제한적

- ✓ 석탄발전기는 특성 상 가중 중지 후 재가동하는 데 30시간 가량이 소요
- ✓ 석탄발전기 설비 특성을 고려하면 동·하계에는 전력 수급의 안정성을 위해 다수의 석탄발전기 가동이 필요
- ✓ 계통제약, 송전제약으로 상시 가동이 필요한 석탄발전기 존재

❖ 배출권 비용의 반영에 따라서 석탄발전기의 가동을 유연하게 조정하기 어렵다는 문제에 따라 간접배출을 규제하는 배출권 시장에서 영향이 확대

- 통합 BM의 적용과 배출권 비용의 변동비 반영을 고려하면 변동비의 폭은 기존 체계보다 확대
- 석탄발전량을 유연하게 조정하지 못하는 상황에서는 높은 변동비에도 석탄발전기 가동 → 배출권을 구매 → 배출권 시장에서 배출권 가격 변동성을 심화

❖ 한편 LNG 발전의 경우 통합 BM의 적용에 따라 횡재이윤(windfall gain)의 가능성이 존재

- 현재 석탄과 LNG 열량단가 차이를 고려할 경우 배출권할당이 급전순위에 미치는 영향 미미
- 단일BM계수(0.6882)가 가장 비효율적인 LNG 발전기의 배출계수(0.5170)보다 높아 LNG 발전기 효율개선 노력 부족 가능

우리나라 배출권 가격 추이



자료: 삼성증권(2022)

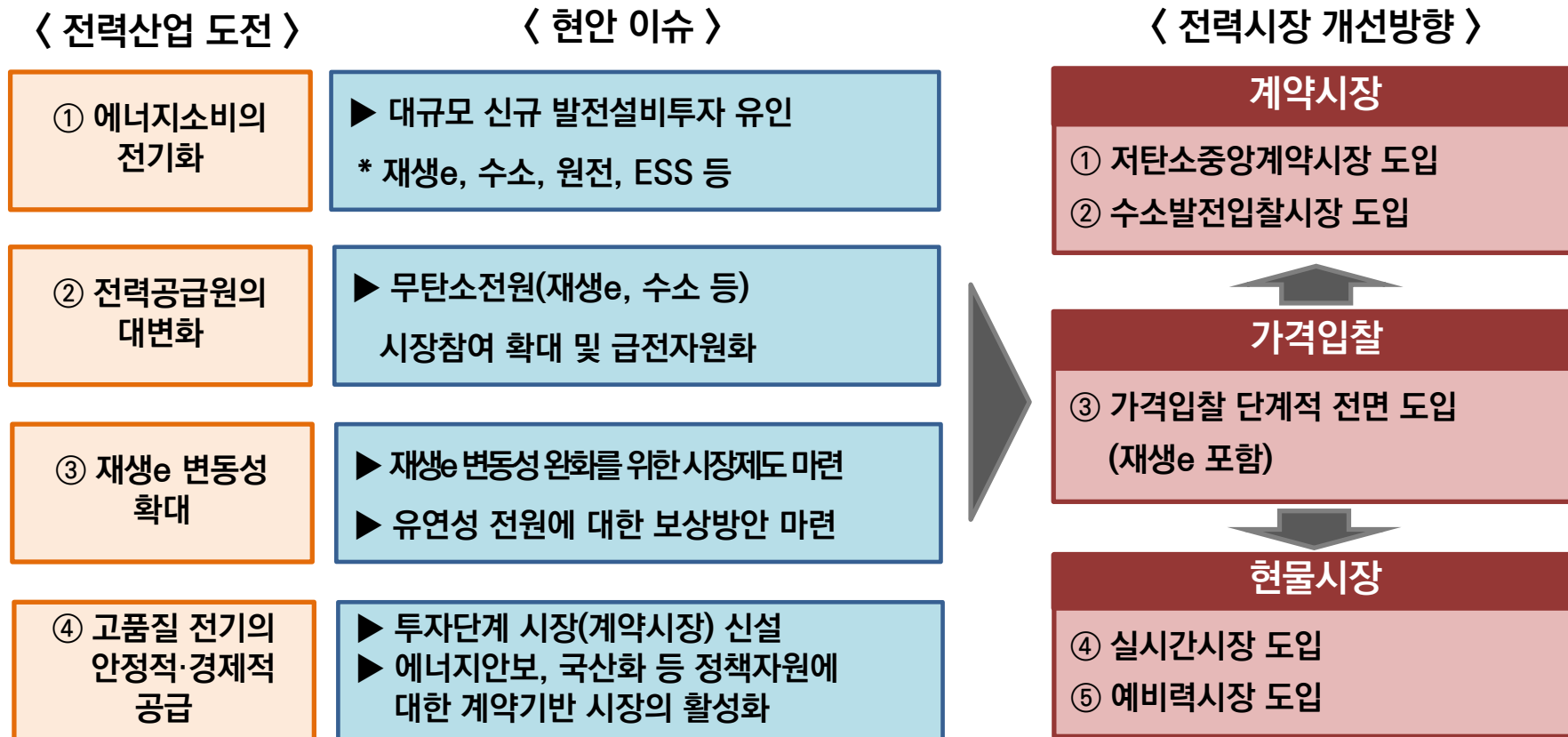
❖ 우리나라 배출권 가격은 정부의 개입이나 정책 변화에 따른 가격의 영향이 크게 나타나는 경향

- 정부의 개입에 따른 배출권 시장 영향을 최소화하면서 안정적 가격 흐름 형성 필요

❖ 전통 전원 중심의 전력시장 체제를 넘어 탄소중립+에너지 안보를 위한 전력시장 혁신 필요

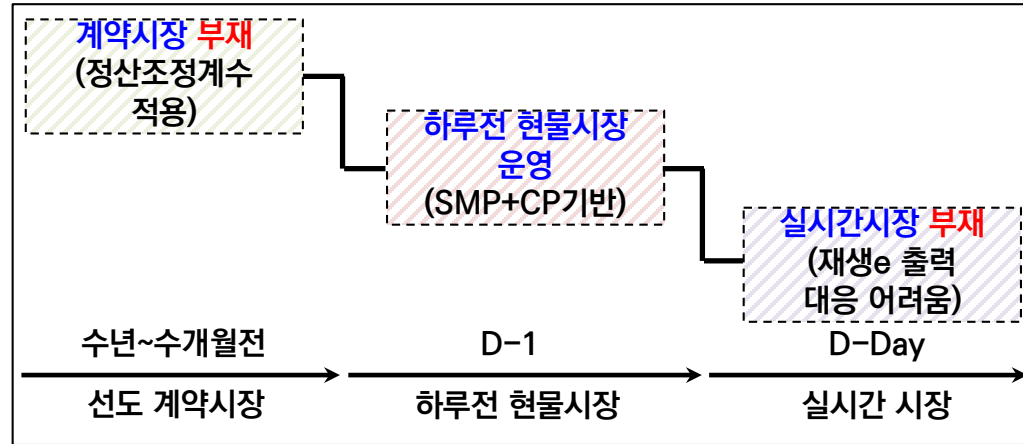
구 분	現 전력시장	개선 필요성
전력시장 구조	• 단일가격 + 단일시장	<ul style="list-style-type: none"> • SMP 급변동시 전체 전력시장의 가격변동 위험 동조화 발생 • 재생e 예측 불확실성, 실시간 변동성 등 실제 수급여건 반영 불가
보상체계	• SMP(시장가격) + CP(용량요금)	<ul style="list-style-type: none"> • ESS 등 신규 유연성 전원의 수익성 확보 불가로 투자유인 곤란 • 청정수소, 그리드 포밍 등 신자원/신산업의 효율적 육성 불가
발전사 입찰방안	• 공급측(발전) 연료비 평가방식	<ul style="list-style-type: none"> • 재생e 등 연료비 Zero 전원 평가 어려움 • 수요측 가격반응을 통한 유연성 확보 불가
재생e 처리방안	• 재생e 발전설비의 비 중앙발전화	<ul style="list-style-type: none"> • 입찰·가격결정·중앙급전 등 시장운영 역할 無 • 재생e 급전자원화 및 입찰의무화 필요성 증대
시장측면 가격신호	• 전력시장 가격 기능 미흡	<ul style="list-style-type: none"> • 재생e 수급상향 및 발전기 입지여건에 대한 가격신호* 합리화 필요 * 공급과잉가격(negative pricing), 지역한계가격(zonal/nodal pricing) 등

❖ **현행 전통전원 중심 전력시장(CBP) 체제를 넘어 미래지향적 전력시장 개편(선도+현물+가격)이 필요**



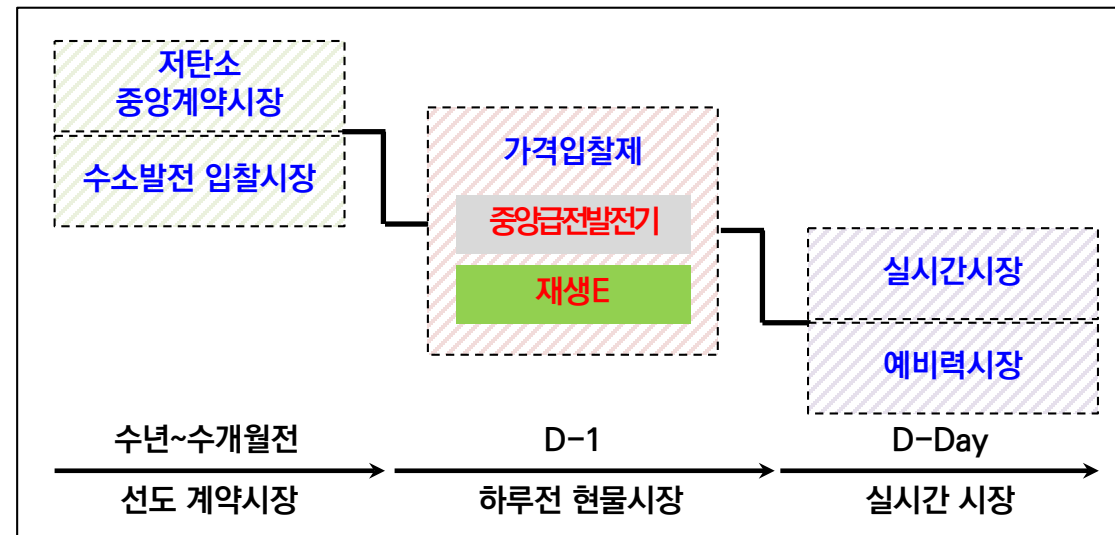
자료: 전력거래소(2023)

❖ 계통안정성 제고, 경제적 공급, 온실가스 감축 기반을 동시에 고려한 개선 필요



▶ (현재) 하루전시장만 운영하며,
수급계획을 통해 장기 공급안정성 확보

▶ (개선) 선도시장(공급안정성) +
하루전시장(가격입찰) +
실시간 시장(오차조정)으로
개선 추진



Better protection for consumers



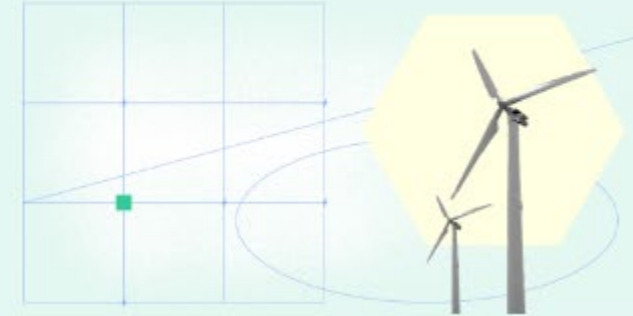
- increased availability of fixed price and fixed term contracts
- flexibility to choose dynamic pricing, with multiple or combined contracts possible
- clearer information before signing

More stability for companies



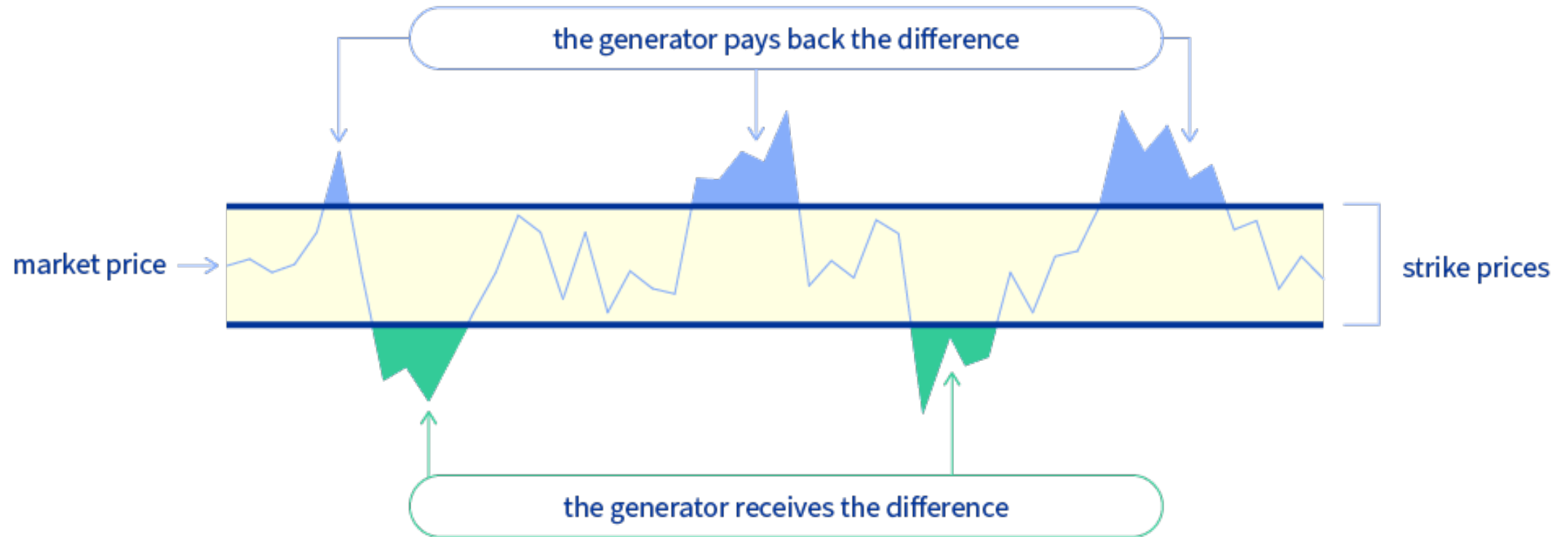
- More stable price: long-term contracts (e.g. PPA)
- More stable revenue: two-way contract for difference (CfDs)

Increased green electricity



- Renewable integration into the system
- Renewables generation will be easier to predict (transparency obligation, enhance monitoring)

EU 전력시장 개편: two-way contract for difference (CfDs)



- Mandatory model used when public funding is involved in long term contracts
- Investments in new power-generating facilities based on wind energy, solar energy, geothermal energy, hydropower without reservoir and nuclear energy
- To provide predictability and certainty

❖ 석탄발전상한제(전기사업법 개정안)와 에너지전환지원법 폐기

❖ 화석연료 감축을 위한 메커니즘은 여전히 필요

구분	전기사업법 개정안 (석탄발전 상한제)	에너지전환 지원법
제안 사유	<ul style="list-style-type: none"> 연간 석탄발전량 제한을 통한 온실가스 감축목표 달성 	<ul style="list-style-type: none"> 에너지전환 법률근거 마련 에너지전환기금 설치 및 운영
입법 취지	<ul style="list-style-type: none"> 석탄발전량에 대한 직접적인 물량제한을 통해 온실가스 감축목표를 효과적으로 달성(발전량의 직접 제한이 핵심) 	<ul style="list-style-type: none"> 에너지전환에 따른 발전사업자, 지역, 산업구조개편 등을 지원하여 에너지전환 정책의 원활한 추진 근거 마련(지원 및 보상이 핵심)
비고	에너지전환 정책의 원활한 추진을 위한 직·간접적 방안 및 법적 근거를 마련한다는 점에서 공통점을 가지며 에너지전환의 이행수단 마련과 관련 지원의 상호 보완적 특징을 가짐	

❖ 독일 탈석탄위원회 제안 사항

- 2030년 독일의 온실가스 감축목표(1990년 대비 55%) 달성을 위해 2038년까지 석탄발전소 단계적 폐쇄 결정
 - ✓ 최대 수명을 25년으로 맞춰 2038년에 폐쇄를 완료하되, 향후 3년마다(2023년, 2026년, 2029년, 2032년) 평가 작업을 통해 2035년에 조기 폐쇄 가능
 - ✓ 연방네트워크청(Federal Network Agency)에서 전력공급의 안정성 검토
- 무연탄 발전소는 역경매 방식, 갈탄발전소는 정부와 협의에 의한 계약에 따른 보상 방식 권고
 - ✓ 자발적 협약 참여 인센티브 제공을 위해 자발적 폐쇄 프리미엄을 지급하되 노후발전소에 한해 프리미엄이 시간에 따라 줄어들도록 설계
 - ✓ '20년 6월까지 협약을 맺지 못한 갈탄발전소는 법에 의해 정해진 법정 보상금으로 지급
- 늘어나는 전기요금 부담을 덜어주기 위해 소비자에 대한 전기요금 보조금 지급 권고
- (지역·노동 구조전환의 방향) 경제적 역동성과 양질의 일자리, 혁신의 환경을 조성, 지역 스스로 구조전환을 통한 발전을 이루는 자생력 확보에 초점
 - ✓ 경제적 역동성과 혁신이 활발하게 일어날 수 있는 환경 조성을 위한 인프라 투자
 - ✓ 디지털·교통·다양한 친환경 에너지 공급 인프라(수소, 배터리, Power-to-X 등)·환경 및 경관보전·연구기관 등 기술혁신 인프라 등에 투자
 - ✓ 재고용, 인력 재배치, 교육·직업 훈련 강화, 노동이동 지원금 및 퇴직연금 보전 등 노동자 사회 보호 조치
 - ✓ 노동자 지원 정책과 지역 구조전환 정책 간의 조화로운 통합 강조

❖ 독일 열병합발전법 개정('20년): 친환경 연료전환이나 재생에너지 이용 발전에 대한 보상 강화

- ① 연료로서 폐기물, 폐열, 바이오매스, 바이오가스, 바이오액체 연료 등 재생에너지를 사용하는 열병합발전 전력에 대해 요금 프리미엄 지급
- ② 송배전망에 공급되는 열병합발전 전력에 대해 추가적 요금 프리미엄 지급
- ③ 석탄발전소를 바이오매스, 수소, 가스 등을 사용하는 열병합발전소로 전환 시 지급하는 전환 보너스
독일 석탄발전소 열병합발전소 전환 보너스

기존 열병합발전소의 최초 가동 시작 시점	새 열병합발전소의 계속적인 가동 시작 시점	kW당 보상금(유로)
1975년 1월 1일 이후 1984년 12월 31일 이전	2023년 12월 31일 이전	20
	2024년 12월 31일 이전	15
	2025년 12월 31일 이전	10
	2026년 12월 31일 이전	5
1985년 1월 1일 이후 1994년 12월 31일 이전	2023년 12월 31일 이전	225
	2024년 12월 31일 이전	210
	2025년 12월 31일 이전	195
	2026년 12월 31일 이전	180
	2027년 12월 31일 이전	165
	2028년 12월 31일 이전	150
	2029년 12월 31일 이전	135

기존 열병합발전소의 최초 가동 시작 시점	새 열병합발전소의 계속적인 가동 시작 시점	kW당 보상금(유로)
1995년 1월 1일 이후	2023년 12월 31일 이전	390
	2024년 12월 31일 이전	365
	2025년 12월 31일 이전	340
	2026년 12월 31일 이전	315
	2027년 12월 31일 이전	290
	2028년 12월 31일 이전	265
	2029년 12월 31일 이전	240

자료: 이상림 외 (2022)

(변경 전) 전기요금 = 기본요금 + 전력량요금

(기후환경비용 포함)

(변경 후) 전기요금 = 기본요금 + 전력량요금 + 기후환경요금(신설)

(기후환경비용 분리제외)

구 분	RPS비용	ETS비용	석탄발전 감축비용	합 계
비 용(억원)	42,980	6,156	978	50,114
단 가(원/kWh)	7.7	1.1	0.2	9.0

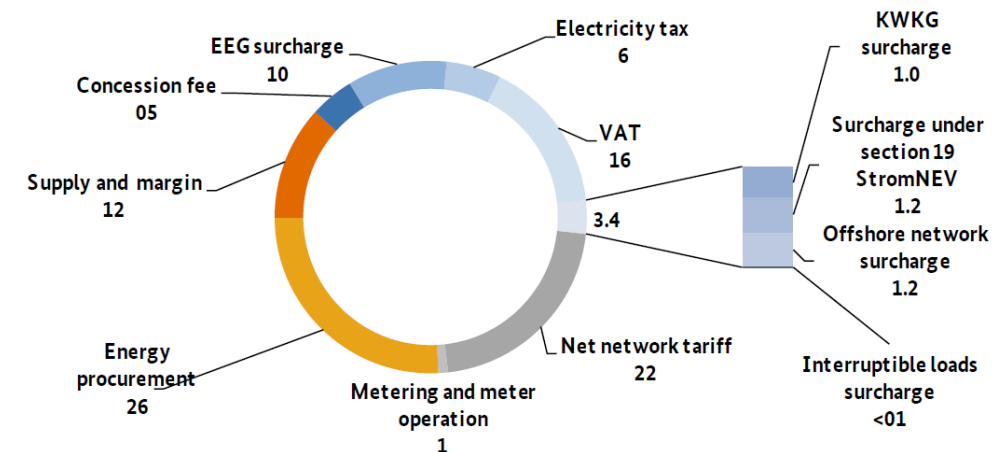
Volume-weighted price level for household customers (2,500~5,000 kWh)

Price component	Volume-weighted average across all types of contract (ct/kWh)	Percentage of total price
Supply and margin	4.27	11.8
Energy procurement	9.27	25.7
Net network tariff	7.76	21.5
Meter operation charge	0.36	1.0
Concession fee	1.64	4.5
EEG surcharge	3.72	10.3
KWKG surcharge	0.38	1.0
Section 19 StromNEV surcharge	0.44	1.2
Section 18 AbLaV surcharge	0.00	0.0
Offshore network surcharge	0.42	1.2
Electricity tax	2.05	5.7
VAT	5.75	16.0
Total	36.06	100.0

자료: Bundesnetzagentur (2022)

❖ 독일 평균 소비자 가격은 2022년 4월 기준 36.06ct/kWh

- 도매시장 에너지 가격 급등 반영
- EEG surcharge 등 net network tariff 비용이 큼
- 소비자 부담 완화를 위한 EEG surcharge 재정 부담 중



감사합니다.