

# 에너지 브리프<sup>1</sup>

## 2023년 2월

### 제10차 전력수급기본계획 주요 내용

제10차 전력수급기본계획에 따르면 전력 기준수요의 전력소비량은 계획기간(2022~2036년) 중 연평균 1.7%로 증가하여 2036년에는 703.2TWh로 전망되고, 최대전력은 연평균 2.5%로 증가하여 2036년에는 135.6GW가 될 전망이다. 효율향상과 부하관리 등 기존의 수요관리 수단을 내실화하고 데이터 기반 디지털 기술을 활용한 수요관리를 강화함으로써 목표수요로 2036년에 전력소비량은 597.4GWh, 최대전력은 118.0GW를 설정하였다. 전력수요 증가에 대비하여 발전설비는 설비예비율을 장기적으로 22%로 산정하고 목표설비를 143.9GW로 확정하였다. 발전원별로는 정격용량 기준으로 2036년까지 신재생이 108.3GW, 원전은 31.7GW로 확대되는 반면, 석탄은 21.7GW로 축소될 전망이다. 2036년 정격용량 기준의 설비구성을 보면 신재생이 45.3%로 가장 높고 다음이 LNG 27.0%, 원전 13.2%, 석탄 11.3%의 순서이고, 실효용량 기준으로는 LNG 44.7%, 원전 21.9%, 석탄 18.5%, 신재생 10.0% 순이다. 발전량은 원전 계속운전, 재생에너지 변동성, 실제 전력계통 제약, 원료조달 등의 영향이 커 변동 가능성이 매우 높는데 2036년 전원별 발전량 구조를 보면 원전은 34.6%, 신재생은 30.6%가 될 전망이다. 2030년 온실가스 배출목표는 9차 전기본에서 192.7백만 톤으로 설정하였으나, NDC 상향안에서는 149.9백만 톤으로 조정하였다. 이러한 목표를 달성하기 위해 원전·신재생 확대, 수소·암모니아 혼소발전 도입, 석탄발전 축소(설비폐지, 발전량 제약) 등을 통해 온실가스를 감축할 계획이다.

박광수 명예선임연구위원(kspark@keei.re.kr)

## 1. 전력수급 기본계획 주요 내용

### 1.1. 기본방향

제10차 전력수급기본계획(이하 10차 전기본) 수립을 위한 기본방향은 다음의 몇 가지로 정리된다. 첫째는 에너지 안보가 국가 안보의 핵심 전제로 부각됨에 따라 안정적인 전력수급을 최우선 과제로 추진한다는 점이다. 둘째는 경제성(비용효율성)과 환경성(온실가스 감축), 안정성 등을 함께 고려하여 계획을 수립한다는 것이다. 셋째는 전력망 보강 및 전력시장 개편 등 전력수급 기반을 강화한다는 것이다. 이는 8차 및 9차 전기본이 신재생 중심의 에너지 전환을 기본방향으로 하여 탈원전 및 탈석탄을 추진한 것과는 다소 차이를 보인다. 온실가스 감축을 위해 탈석탄을 추진하는 것은 동일하지만 실현가능하고 균형잡힌 전원믹스를 추진한다는 전제하에 원전의 활용을 높이고 재생에너지는 실현가능한 적정 수준으로 조정한다는 차이를 보인다.

<sup>1</sup> 에너지브리프 이슈 내용은 주제와 관련한 저자의 개인적인 견해로 에너지경제연구원의 공식적인 입장과 무관하다.

## 1.2. 전력수요 전망

### 1.2.1. 기준수요

2022년에서 2036년까지의 10차 계획기간 중 전력소비량은 연평균 1.7%로 증가하여 2036년에는 703.2TWh를 기록할 것으로 전망되고, 최대전력수요는 하계기준으로 연평균 2.5%로 증가하여 2036년에는 135.6GW까지 확대될 것으로 전망된다. 9차 전기본까지는 계량경제 모형을 이용하여 전력수요를 전망하였으나, 10차 전기본에서는 탄소중립 달성을 위한 전기화의 영향과 데이터 센터 수요가 크게 증가할 것으로 예상하여 모형을 통한 전망에 두 요인을 추가하였다. 2036년의 경우 모형에 의한 전망치인 642.9TWh에 전기화에 따른 전력소비량 41.7TWh와 데이터 센터의 소비량 18.5TWh가 추가되어 총 전력소비량은 703.2TWh로 전망된다. 최대전력 기준으로는 모형 전망에 전기화 8.1GW, 데이터 센터 2.4GW가 추가되어 135.6GW로 전망된다.

표 1 전력 기준수요 전망

연도	전력소비량(TWh)				하계 최대전력(GW)			
	모형 전망	전기화	데이터 센터	합계	모형 전망	전기화	데이터 센터	합계
2023	543.7	0.3	14.3	558.3	100.6	0.1	1.8	102.5
2025	562.7	3.0	19.1	584.8	104.6	0.5	2.5	107.6
2030	603.3	14.9	19.4	637.6	114.5	2.8	2.5	119.8
2034	630.7	31.3	19.0	681.0	121.7	6.0	2.4	130.1
2036	642.9	41.7	18.5	703.2	125.2	8.1	2.4	135.6

### 1.2.2. 수요관리 목표

수요관리는 효율향상과 부하관리 등과 같은 기존의 수요관리 수단을 내실화함과 동시에 AMI·EMS 등 데이터 기반 디지털 기술을 활용한 수요관리와 에너지 캐쉬백 등의 인센티브 프로그램 등을 추가하여 강화한다는 계획이다. 수요관리는 최종년도 기준으로 최대전력은 효율향상에 의해 8.3GW, 그리고 부하관리에 의해 9.4GW를 절감하여 총 17.7GW(기준수요의 13.0%)를 절감하는 목표를 설정하였다. 항목별 목표를 보면 DR에 의한 절감이 5.1GW로 가장 크고 다음이 고효율기기로 4.5GW가 설정되었다. 그리고 전력소비량 기준으로는 2036년에 105.7TWh(기준수요의 15.0%) 절감하는 것을 목표로 설정하였다. 항목별 목표량은 고효율기기가 49.4TWh로 가장 많았고 다음이 효율관리로 43.6TWh이었다.

표 2 최대전력 수요관리 목표량

(단위: MW)

구분	전력소비 절감(효율향상)				부하관리				합계
	고효율 기기	효율 관리	스마트 에너지 관리	행동 변화 <sup>2</sup>	ESS	부하 기기	V2G	DR	
2026	930	637	499	17	255	459	0	3,361	6,158
2031	2,836	1,658	841	103	863	1,014	61	4,271	11,647
2036	4,529	2,591	899	247	2,100	1,688	481	5,136	17,672

<sup>2</sup> 행동변화는 에너지 캐쉬백과 같은 인센티브와 AMI 보급 확산에 따른 자발적 절약행동 참여 등을 포함한다.

### 1.2.3. 목표수요

기준수요 전망에서 수요관리량을 차감한 목표수요는 전력소비량의 경우 계획기간 중 연평균 0.6%로 증가하여 2036년 597.4TWh로 늘어날 전망이고, 최대수요는 하계기준으로 연평균 1.5%로 증가하여 2036년에 118.0GW로 전망된다.

표 3 목표수요 전망 결과

연도		2022	2026	2031	2036	연평균 증가율
전력소비량(TWh)		553.1	570.1	575.6	597.4	0.6
최대전력(GW)	하계	96.2(실적)	104.2	110.8	118.0	1.5
	동계	94.6	99.3	104.4	110.1	1.1

## 1.3. 발전설비 계획

### 1.3.1. 공급설비

2036년 목표수요(118.0GW)에 기준 설비예비율(22%)<sup>3</sup>을 반영하면 안정적인 전력수급을 위해서는 2036년까지 실효용량 기준으로 총 143.9GW의 설비가 필요하다. 2036년까지 확정된 설비용량<sup>4</sup>은 실효용량 기준으로 원자력 31.7GW, 신재생 14.5GW 등 총 142.2GW이므로 추가로 필요한 설비규모는 1.7GW이다. 10차 전기본에서는 필요한 설비의 발전원은 사회적 수용성 등을 고려하여 차기 계획에서 결정하는 것으로 이연하였다.

발전원별 설비를 보면 원전과 LNG, 그리고 신재생 설비는 확대되고 석탄 석비는 감소할 전망이다. 정격용량을 기준으로 보면 원자력은 2036년 31.7GW로 2022년보다 7GW 증가할 계획인데 원전 계속운전 및 신규원전이 반영된 결과다. 구체적으로는 비용 효율적으로 전력을 공급하기 위해 계속운전과 신한울 3, 4호기 준공이 반영되었다. LNG는 64.6GW로 23.3GW 확대될 계획이다. 신규 LNG 및 노후 석탄설비에 대한 대체를 반영한 것으로 2036년까지 총 28기가 대체될 예정이다. 신재생은 108.3GW로 79.1GW 증가할 계획인데 현실적으로 가능한 보급전망을 반영하여 결정하였다. 재생에너지 비중 확대 및 지역 편중에 따른 수급불균형 등에 대비한 백업설비 구성을 위해 29~45조 원의 투자가 필요한 것으로 추정된다. 석탄은 2036년까지 노후 석탄 28기(현재 58기)를 폐지하여 27.1GW로 11GW를 줄일 계획이다.

<sup>3</sup> 기준 설비예비율은 미래 특정시점의 최대전력 대비 필요한 예비 전력설비의 비율을 의미한다.

<sup>4</sup> 확정설비 용량은 발전사업 허가를 취득한 발전기, 폐지계획 설비, 정부의 정책목표에 따라 추진되는 정책성 전원을 포함하여 결정된다.

**표 4 연도별 전원구성 전망**

(단위: GW)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계	
연말 정격용량 기준	2023	용량 (비중)	26.1 (17.5%)	40.2 (27.1%)	43.5 (29.3%)	32.8 (22.1%)	4.7 (3.2%)	1.1 (0.8%)	148.4 (100.0%)
	2030	용량 (비중)	28.9 (14.6%)	31.7 (16.0%)	58.6 (29.6%)	72.7 (36.7%)	5.2 (2.6%)	0.9 (0.5%)	198.0 (100.0%)
	2036	용량 (비중)	31.7 (13.2%)	27.1 (11.3%)	64.6 (27.0%)	108.3 (45.3%)	6.5 (2.7%)	0.8 (0.5%)	239.0 (100.0%)
연말 실효용량 기준	2023	용량 (비중)	26.1 (21.5%)	39.7 (32.8%)	43.5 (35.9%)	6.1 (5.1%)	4.7 (3.9%)	1.0 (0.8%)	121.1 (100.0%)
	2030	용량 (비중)	28.9 (21.4%)	31.3 (23.2%)	58.6 (43.4%)	10.5 (7.8%)	5.2 (3.9%)	0.5 (0.3%)	135.0 (100.0%)
	2036	용량 (비중)	31.7 (21.9%)	26.7 (18.5%)	64.6 (44.7%)	14.5 (10.0%)	6.5 (4.5%)	0.5 (0.4%)	144.5 (100.0%)

주: 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비, 기타 저장장치 등을 의미함

**1.3.2. 발전량**

연별 발전량은 전력수요, 원전 계속운전, 재생에너지 보급 속도, 전력계통 제약, 연료 조달 등의 영향에 따라 변동가능성이 매우 높다. 10차 전기본에서는 계획기간 중 원전과 신재생의 발전량은 증가하나 석탄발전 폐지와 수소·암모니아 혼소 등으로 석탄과 LNG 발전량이 감소할 것으로 전망하고 있다. 2036년 기준으로 원전과 신재생의 비중은 각각 34.6%와 30.6%로 확대되는 반면, 석탄은 14.4%까지 축소될 전망이다. 2030년 NDC 상향안과 비교할 때 신재생에너지 발전비중은 하향 조정되고 원전 발전비중은 상향되었는데, 이는 특정 에너지원을 지원하려는 의도가 아니고 에너지안보 등의 관점이 반영된 것이다.

**표 5 전원별 발전량 전망**

(단위: TWh)

	구분	원자력	석탄	LNG	신재생*	수소 암모니아	기타	계
2023	발전량	133.5	239.0	152.9	35.6	-	9.7	570.7
	(비중)	(23.4%)	(41.9%)	(26.8%)	(6.2%)	-	(1.7%)	(100.0%)
2030	발전량	201.7	122.5	142.4	134.1	13.0	8.1	621.8
	(비중)	(32.4%)	(19.7%)	(22.9%)	(21.6%)	(2.1%)	(1.3%)	(100.0%)
2036	발전량	230.7	95.9	62.3	204.4	47.4	26.6	667.3
	(비중)	(34.6%)	(14.4%)	(9.3%)	(30.6%)	(7.1%)	(4.0%)	(100.0%)

주: 신재생은 태양광과 풍력의 출력제한 후 발전량 비중임

**1.4. 온실가스 배출량 및 환경개선**

9차 전기본에서 2030년 전환부문의 온실가스 배출목표를 192.7백만 톤으로 설정하였으나, NDC 상향안에서는 전환부문의 온실가스 배출목표를 149.9백만 톤으로 더욱 축소하는 것으로 조정하였다. 2030년에 전환부문에서 온실가스 배출목표를 달성하기 위해서는 2018년 배출실적(269.6백만 톤) 대비 44.4%를 감축해야 한다. 10차 전기본에서는 원전 확대, 신재생 설비의 보급, 석탄발전 축소, 수소·암모니아 혼소발전 도입 등을 통해 목표를 달성할 계획이다. 구체적으로 보면 원전의 경우 신규원전 준공과 운영허가가 만료되는 설비의 계속운전을 통해 원전 설비용량을

2030년 28.9GW로 확대하고, 신재생 설비도 실효용량 기준으로 2030년까지 10.5GW를 확보할 계획이다. 석탄설비는 현재 58기 중 노후 설비 20기를 폐지하고 발전량 제약 등의 방법을 추가하여 온실가스 배출을 축소할 계획이다. 수소·암모니아 혼소발전의 경우 2030년에 수소 혼소로 6.1TWh, 암모니아 혼소로 6.9TWh를 발전할 것으로 전망하고 있다. 이러한 방법으로도 부족한 부분은, 안정적 전력수급을 전제로 석탄발전 상한제 등 단기대책을 통해 추가 감축할 계획이다.

노후 석탄발전 폐지 및 LNG 연료전환, 환경설비 개선, 석탄 발전량 제약 등을 통해 미세먼지도 2021년 1.4만 톤 대비 2030년 0.7만 톤, 그리고 2036년은 0.5만 톤으로 67.9% 감축할 전망이다. 그 외에 대기 오염물질(황산화물, 질소산화물, 먼지의 총량) 배출량도 크게 감축할 전망이다.

**표 6 연도별 미세먼지 및 오염물질 배출 전망**

(단위: 만 톤)

구분	2021(실적)	2030	2036
미세먼지(PM 2.5)	1.4	0.7 (52.9% ↓)	0.5 (67.9% ↓)
SOx	2.7	1.2 (54.4% ↓)	0.8 (69.8% ↓)
NOx	4.5	2.4 (46.3% ↓)	1.8 (59.8% ↓)
Dust	0.2	0.08 (60.1% ↓)	0.05 (75.5% ↓)

### 1.5. 분산형 전원 확대

신재생 및 집단에너지 확대 등으로 분산형 전원의 발전량은 2036년에 163.4TWh까지 증가하면서 총 발전량의 23.3%를 점유할 전망이다. 분산형 발전량 중 신재생의 비중이 53.9%로 가장 높고 다음이 집단에너지로 34.6%를 점유할 것으로 전망된다. 분산형 전원을 활성화하기 위해 전력계통의 분산형 전원에 대한 관리 및 수용 능력을 강화하고, 에너지 생산과 소비의 분산화를 확대하며, 분산에너지를 모아 전력시장에 입찰하는 통합발전소(VPP) 도입 등 분산에너지에 친화적인 관리체계를 구축한다는 계획이다.

**표 7 분산형 전원 보급전망**

구분		2023	2026	2030	2036	
분산형 발전량 (TWh)	신재생 등(사업용)	41.5	50.9	65.5	88.1 (53.9%)	
	자가용	신재생	5	6.7	9	12.6 (7.7%)
		상용자가	5.7	6.1	6.1	6.1 (3.7%)
	집단에너지(구역전기 포함)	40.7	51.8	56.6	56.6 (34.6%)	
	합계	92.9	115.5	137.2	163.4	
<b>총 발전량 중 분산형 비중</b>		<b>14.4%</b>	<b>17.3%</b>	<b>20.4%</b>	<b>23.3%</b>	

주: 신재생에너지 중 해상풍력 등 수요지에서 떨어진 40MW 초과 전원은 제외, 괄호 안은 분산형 중 비중

### 1.6. 송·변전설비 계획

원전, 재생에너지 등 확대되는 발전설비를 전력계통에 적기에 수용하기 위해서는 대규모 전력망 투자가 필요하다. 이를 위해 동해안 지역 원전 신규 건설(신한울 3·4호기) 및 계속 운전(신한울 1·2호기) 등을 적기에 수용하기 위한 송전선로 건설을 추진하는 한편, 이미 계획된 동해안-신가평 송전선로 건설 지연에 대비, 유연송전설비 등을 활용한 동해안 지역 발전제약 완화 방안도 마련할 계획이다. 호남권을 중심으로 보급이 급증할 것으로 전망되는 재생에너지 생산 전력을 타 지역으로 수송하기 위한 지역 간 용통선로 건설도 추진한다. 발전사업 허가 및 송·변전설비 이용신청 현황, 재생에너지 잠재량 등을 종합해 고려하면 호남권에 타 지역 대비 상대적으로 많은 재생에너지 설비가 구축될

전망이다. 전력망 투자 세부 내용은 10차 전기본 확정 이후 수립되는 「제10차 장기 송·변전설비계획」을 통해 세부 추진방안이 공개될 예정이다.

## 1.7. 전력시장 개선방안

저탄소 전원 전용 전력거래시장 개설 등 전력시장을 다원화한다. 현재, 별도 계약시장 없이 모든 전원이 단일 현물시장에서 거래되면서 단일 가격(SMP)으로 보상받고 있는 상황을 개선하여, 기저전원 및 저탄소 전원 등으로 구분하여 전원별 특성에 맞게 거래될 수 있도록 2023년 상반기에 선도 계약시장 개설을 추진한다.

실시간·보조서비스 시장 등을 도입하여 현행 하루 전 현물시장을 개선한다. 현재 하루 전 1시간 단위 시장만이 운영되어 수시로 변동되는 수급 및 계통 상황, 예비력 확보 등을 시장에 반영되기 어려운 상황이었다. 이를 개선하여 보다 짧은 간격(15분 단위)으로 실시간에 가까운 시장을 추가 개설하고, 예비력도 거래하는 보조서비스 시장 개설을 추진한다. 실시간·보조서비스 시장은 제주에도 2023년 하반기에 우선 도입한다.

가격기능이 작동할 수 있도록 단계적으로 가격입찰제(PBP)로 전환한다. 현행 경직적 비용평가 기반 전력시장(CBP)의 한계를 보완하여, 발전사의 자율성을 보장하고 경쟁을 촉진하기 위해 2023년 하반기부터 제한적 가격입찰제를 시행하는 등 단계적으로 가격입찰제(PBP)로 전환한다. 재생에너지 PPA를 활성화하는 등 시장거래의 자율성을 강화한다. 현재 전력 거래방식이 제한적인 상황을 개선하기 위해, 중장기적으로 PPA 수요측 규모·용도 제한을 점진적으로 완화함으로써 다양한 전력신산업이 진입할 수 있는 여건을 조성하고, 소비자의 선택권을 강화한다.

## 2. 주요 특징 (9차 전기본과의 비교)

### 2.1. 전력수요

10차 전기본에서는 탄소중립 추진을 위한 부문별 전기화에 따른 수요와 데이터 센터의 수요를 기존 전망에 추가하여 수요를 전망하면서 전력소비량 및 최대전력의 기준수요 모두 9차 전기본의 수요보다 증가하는 것으로 전망하고 있다. 2034년의 경우 10차 전기본의 기준수요는 전력소비량이 9차 전기본에 비하여 5.1%, 최대전력은 12.0% 더 많은 것으로 전망되고 있다.

10차 전기본에서 모형에 의한 전기수요 전망 결과는 모형으로만 전망한 9차 전기본의 기준수요에 비하여 다소 감소하는 것으로 예측되고 있는데, 이는 경제성장률 전제치가 낮아지고 제조업의 비중이 하락하는 산업구조의 변화 등이 반영된 결과로 판단된다. 이처럼 모형에 의한 전망결과는 축소되었으나 10차 전기본의 기준수요가 9차에 비해 증가할 것으로 전망되는 것은 9차에서와는 달리 모형에 의한 전망 결과에 산업, 수송, 건물 등 각 분야에서 나타나고 있는 전기화 수요와 데이터 센터의 수요를 추가하였기 때문인 것으로 보인다.

그런데 10차 전기본에서와 같이 모형에 의한 전망결과에 전기화 수요와 데이터 센터의 수요를 별도로 전망하여 추가하는 경우 전기화 및 데이터 센터 수요가 중복 반영된다는 문제가 제기될 수 있다. 이를 피하기 위해서는 모형에 의한 전망 결과에 전기화와 데이터 센터에 의한 영향이 완벽하게 제거되어야 하나 현실적으로 매우 어려운 것으로 판단된다.

**표 8 제9차 및 제10차 전기본 기준수요 전망 차이**

구분	제 9 차 전기본(A)		제 10 차 전기본(B)		B-A(B/A,%)	
	전력소비량 (TWh)	최대전력 (GW)	전력소비량 (TWh)	최대전력 (GW)	전력소비량 (TWh)	최대전력 (GW)
2023	556.2	98.4	558.3	102.5	2.1(0.4)	4.1(4.2)
2025	577.4	102.3	584.8	107.6	7.4(1.3)	5.3(5.2)
2030	620.2	110.6	637.6	119.8	17.4(2.8)	9.2(8.3)
2034	647.9	116.2	681.0	130.1	33.1(5.1)	13.9(12.0)

**표 9 제9차 및 제10차 전기본 목표수요 전망 차이**

구분	제 9 차 전기본(A)		제 10 차 전기본(B)		B-A(B/A,%)	
	전력소비량 (TWh)	최대전력 (GW)	전력소비량 (TWh)	최대전력 (GW)	전력소비량 (TWh)	최대전력 (GW)
2023	525.1	94.2	553.4	98.8	28.3(54)	4.6(4.9)
2025	530.6	96.6	566.8	102.5	36.2(6.8)	5.9(6.1)
2030	542.3	100.4	572.8	109.3	30.5(5.6)	8.9(8.9)
2034	554.8	102.5	586.7	114.8	31.9(5.7)	12.3(12.0)

**2.2. 발전설비**

9차와 10차 전기본의 최종년도 설비용량을 비교하면 정격용량 기준으로 원전과 신재생 설비는 비중이 높아지는 반면, 석탄과 LNG의 비중은 하락할 전망이다. 실효용량 기준으로는 원자력이 6.4%p 증가하여 가장 높고 신재생은 1.4%p 상승하는 반면, 석탄과 LNG는 각각 4.6%p와 2.6%p 하락한다. 이러한 결과는 10차 전기본이 9차에 비해 상대적으로 안정적인 수급과 비용효율성을 강화한 데 따른 결과로 판단된다.

**표 10 9·10차 최종년도 전원별 설비용량(정격용량) 비교**

		(단위: GW, %)					
		원전	석탄	LNG	신재생	기타	합계
9 차	2034(A)	19.4(10.1)	29.0(15.0)	59.1(30.6)	77.8(40.3)	7.7(4.0)	193.0(100.0)
10 차	2036(B)	31.7(13.2)	27.1(11.3)	64.6(27.0)	108.3(45.3)	7.3(3.2)	239.0(100.0)
차이	B-A(%p)	3.1	-3.7	-3.6	5.0	-0.9	

**표 11 9·10차 최종년도 전원별 설비용량(실효용량) 비교**

		(단위: GW, %)					
		원전	석탄	LNG	신재생	기타	합계
9 차	2034(A)	19.4(15.5)	28.3(22.7)	59.1(47.3)	10.8(8.6)	7.5(5.9)	125.0(100.0)
10 차	2036(B)	31.7(21.9)	26.7(18.5)	64.6(44.7)	14.5(10.0)	7.0(4.9)	144.5(100.0)
차이	B-A(%p)	6.4	-4.2	-2.6	1.4	-1.0	

**참고문헌**

산업통상자원부. 2020.12.28. 『제9차 전력수급기본계획(2020~2034)』  
 산업통상자원부. 2023.01.13. 『제10차 전력수급기본계획(2022~2036)』

# 1. 국제 에너지 가격

## 국제 에너지 시장

### □ 1월 국제 유가는 원유 결제수단인 미국 달러화의 약세와 중국 석유 수요 회복 기대 등으로 전월 대비 4.1% 상승

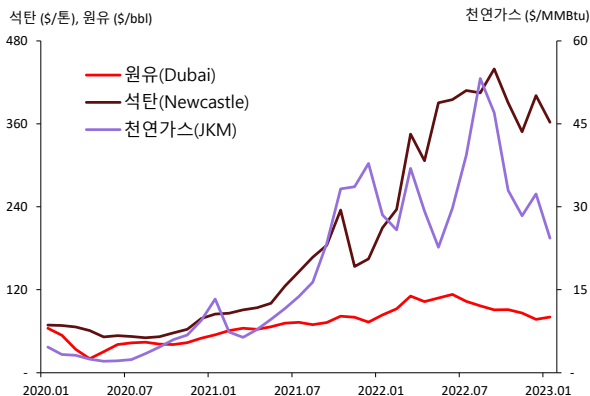
- 미국의 소비자물가 상승세 둔화가 지속되며 연준이 1월 31일과 2월 1일에 있을 FOMC에서 기준금리를 25bp 인상할 것이라는 시장의 기대감이 증가하였으며, 이에 따라 미국 달러 인덱스가 전월 대비 1.7% 하락
  - 12월 CPI와 PCE가 전년 동월 대비 각각 6.5%, 5.0% 상승한 것으로 발표되며 6월 이후 상승세가 지속 둔화
- 중국의 코로나19 방역 조치 완화에 따른 중국의 석유 수요 회복 기대감이 국제 유가에 상방 압력으로 작용
- 1월 국제 연료탄 가격은 유럽 지역 등의 동절기 이상고온 현상으로 발전 수요가 감소하며 전월 대비 9.6% 하락
- 1월 국제 천연가스 가격은 기온효과와 견고한 공급량에 따라 재고량이 증가하는 등 공급과잉 현상으로 급락
  - 동북아시아와 유럽 지역의 온화한 동절기 날씨로 난방수요가 감소하였고, 1월 세계 LNG 수출량은 50.4 Bcm으로 전년 동월 대비 3.2% 증가하며 천연가스 가격에 하방 압력으로 작용
  - 1월 말 북서유럽의 재고는 최근 5년 평균치보다 46% 높은 32.2 Bcm으로 비축률은 72%를 초과
  - 미국 프리포트 LNG는 1월에는 가동되지 않았으며, 2월 중순에 사고 이전의 약 25% 물량의 원료가스를 주입

### 국제 에너지 가격

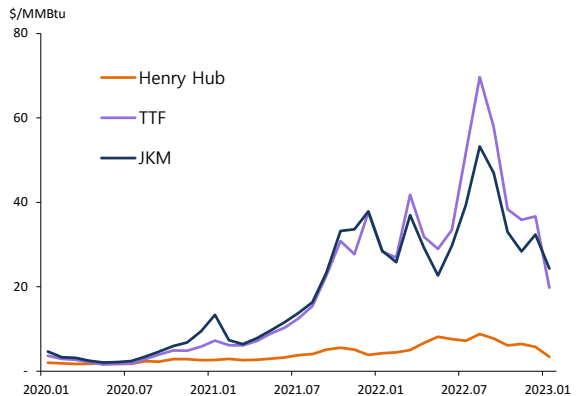
	2019년	2020년	2021년	2022년					
				8월	9월	10월	11월	12월	1월
원유 (\$/bbl)	63.5	42.2	69.3	96.6	90.9	91.2	86.3	77.2	80.4
	(-8.5)	(-33.6)	(64.2)	(-6.3)	(-5.9)	(0.2)	(-5.4)	(-10.5)	(4.1)
석탄 (\$/톤)	78.0	60.2	136.4	404.9	439.4	390.4	348.6	400.9	362.3
	(-27.2)	(-22.8)	(126.5)	(-0.8)	(8.5)	(-11.1)	(-10.7)	(15.0)	(-9.6)
천연가스 (\$/MMBtu)									
Henry Hub	2.5	2.1	3.7	8.8	7.8	6.1	6.4	5.8	3.4
	(-17.7)	(-15.8)	(74.6)	(22.2)	(-11.6)	(-21.6)	(5.7)	(-10.3)	(-40.7)
TTF	4.8	3.2	16.1	69.7	57.9	38.4	35.9	36.7	19.8
	(-37.8)	(-32.3)	(397.9)	(34.6)	(-16.9)	(-33.7)	(-6.5)	(2.2)	(-46.1)
JKM	5.6	4.2	17.9	53.2	47.0	33.0	28.3	32.3	24.4
	(-42.5)	(-24.9)	(325.7)	(35.2)	(-11.7)	(-29.8)	(-14.1)	(14.1)	(-24.7)

주: 원유는 두바이유, 석탄은 호주 뉴캐슬 연료탄 기준. 석탄과 천연가스는 선물 가격. ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)  
 자료: 한국석유공사, World Bank, CME Group

### 국제 에너지 가격



### 국제 천연가스 가격





## 국내 수입 가격

### □ 1월 국내 에너지 수입 단가는 원유와 석탄은 전월 대비 하락한 반면, LNG는 상승

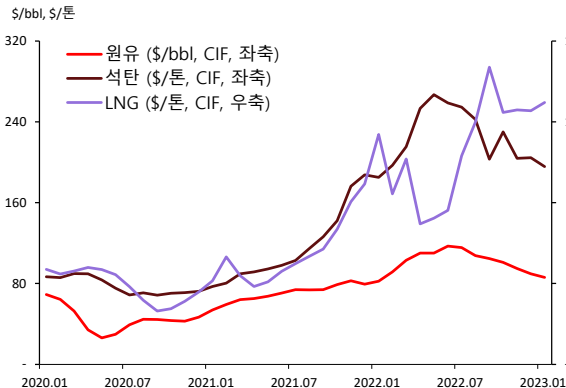
- 원유 수입 단가는 12월 국제 유가 하락의 영향으로 전월 대비 3.8% 하락. 전년 동월 대비로는 4.8% 상승
  - 원유 수입 단가는 러시아-우크라이나 전쟁에 따른 공급망 차질 등으로 6월에 배럴당 117.0 달러를 기록한 후 7개월 연속 하락하여 1월에는 배럴당 80 달러 중반대 안착
- LNG 수입 단가는 장기계약 가격의 약세에도 불구하고, 스팟 수입 비중 증가 등의 영향으로 전월 대비 3.3% 상승
  - 1월 동북아시아 현물 가격은 톤당 1,786 달러를 기록하였고, 스팟 수입 비중은 41%로 전월 대비 7%p 증가
  - ※ 우리나라의 장기계약 가격은 대부분 국제 유가에 연동되어 있으며, 천연가스 가격(미국 헨리허브) 연동 방식 확대를 추진 중
- 석탄 수입 단가는 원료탄 수입 단가 상승(4.6%)에도 불구하고, 연료탄 수입 단가가 하락하며 전월 대비 4.3% 하락
  - 수입량의 77%를 차지하는 연료탄의 수입단가는 톤당 177.2 달러로 전월 대비 6.7% 하락
- 프로판과 부탄의 수입 단가는 전월 대비 각각 4.8%, 2.9% 하락. 전년 동월 대비로는 각각 5.8% 상승, 3.4% 하락
  - 사우디아 아람코의 12월 프로판, 부탄 계약가격(CP)은 650 \$/톤, 650 \$/톤으로 전월 대비 6.6%씩 상승하였고, 1월에는 590 \$/톤, 605 \$/톤으로 각각 9.2%, 6.9% 하락

국내 에너지 수입 단가

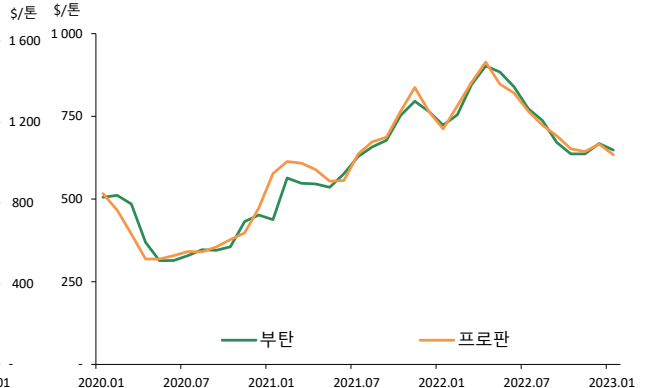
	2019년	2020년	2021년	2022년					
				8월	9월	10월	11월	12월	1월
원유 (\$/bbl, CIF)	65.5	44.7	70.3	107.6	104.7	100.9	94.8	89.5	86.1
	(-8.2)	(-31.7)	(57.1)	(-6.9)	(-2.7)	(-3.6)	(-6.0)	(-5.6)	(-3.8)
LNG (\$/톤, CIF)	504.8	390.0	550.9	1 198.8	1 470.4	1 247.3	1 259.0	1 255.2	1 296.2
	(-4.1)	(-22.7)	(41.2)	(16.1)	(22.7)	(-15.2)	(0.9)	(-0.3)	(3.3)
석탄 (\$/톤, CIF)	100.7	77.7	115.3	242.4	203.1	230.1	204.0	204.6	195.7
	(-11.4)	(-22.8)	(48.4)	(-4.8)	(-16.2)	(13.3)	(-11.4)	(0.3)	(-4.3)
LPG									
프로판 (\$/톤, CIF)	456.4	385.6	655.4	723.6	691.9	652.1	643.9	666.2	633.9
	(-20.0)	(-15.5)	(70.0)	(-5.5)	(-4.4)	(-5.8)	(-1.3)	(3.5)	(-4.8)
부탄 (\$/톤, CIF)	456.0	396.3	623.9	737.8	672.1	636.4	636.3	667.8	648.2
	(-21.8)	(-13.1)	(57.4)	(-4.6)	(-8.9)	(-5.3)	(-0.0)	(4.9)	(-2.9)

주: ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)  
 자료: 한국석유공사, 한국무역협회

국내 에너지 수입 단가



국내 LPG 수입 단가



## 2. 국내 에너지 가격

### 석유제품 가격

□ 1월 휘발유와 경유의 주유소 판매가격은 국제 가격 하락 등의 영향으로 전월 대비 각각 0.1%, 6.1% 하락

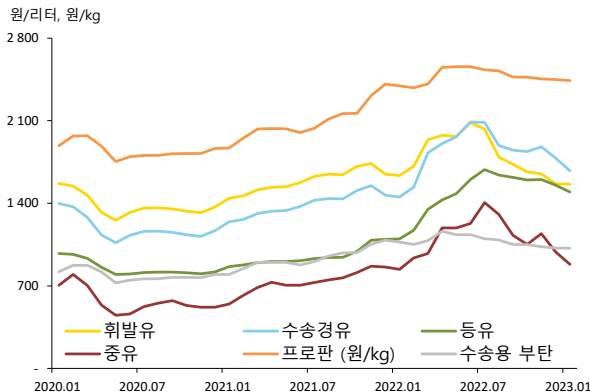
- 휘발유 가격은 12월 국제 휘발유 가격 하락에도 불구하고, 유류세 인하폭 축소의 영향으로 소폭 하락에 그쳤으나, 경유 가격은 12월 국제 경유 가격 하락의 영향으로 전월 대비 6.1% 하락하며 두 유종 간의 격차는 축소
  - 2021년 11월 12일부터 시행해 온 유류세 인하는 2023년 4월까지 연장되었으며, 2023년 1월부터 휘발유의 유류세 인하율은 37%에서 25%로 축소(리터당 100원 인상 효과), 경유의 유류세 인하율은 37%를 유지
- LPG 가격은 12월 아람코 LPG 계약가격 인상에도 불구하고, 1월 국내 LPG 공급가격이 인하 또는 동결되며 소폭 하락
  - 국내 LPG 수입사(E1, SK가스)에서 1월 프로판 공급가격을 소비자 부담을 고려하여 20.55원/kg 인하하였고, 1월 부탄 공급가격은 2022년 5월부터 시행해 온 판매부과금 인하(20.55원/kg)의 종료로 고려하여 동결
- 산업용 프로판 공급가격과 도시가스 소매요금의 상대가격(프로판/도시가스)은 0.83으로 전월 대비 4.5% 상승
  - 산업용 프로판 가격과 도시가스 요금이 전월 대비 각각 1.5%, 5.8% 하락하며 상대가격이 7개월 만에 반등

국내 석유제품 가격

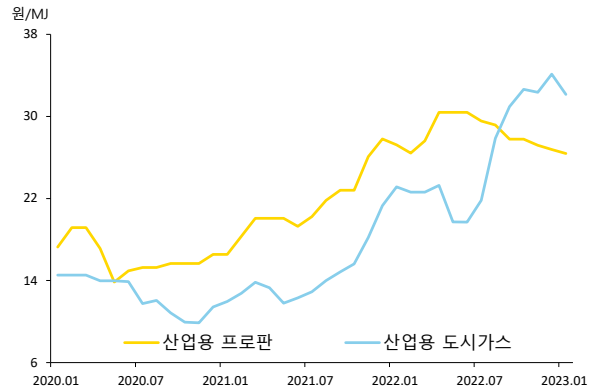
	2019년	2020년	2021년	2022년					
				8월	9월	10월	11월	12월	1월
휘발유 (원/리터)	1 472.6 (-6.9)	1 381.3 (-6.2)	1 591.2 (15.2)	1 792.2 (-11.7)	1 730.0 (-3.5)	1 666.7 (-3.7)	1 650.3 (-1.0)	1 563.8 (-5.2)	1 562.9 (-0.1)
수송경유 (원/리터)	1 340.6 (-3.7)	1 189.5 (-11.3)	1 392.0 (17.0)	1 889.3 (-9.4)	1 850.2 (-2.1)	1 838.4 (-0.6)	1 879.2 (2.2)	1 783.3 (-5.1)	1 675.4 (-6.1)
등유 (원/리터)	962.5 (2.1)	850.5 (-11.6)	946.7 (11.3)	1 639.3 (-2.8)	1 620.2 (-1.2)	1 598.1 (-1.4)	1 601.7 (0.2)	1 552.7 (-3.1)	1 495.2 (-3.7)
중유 (원/리터)	744.5 (1.3)	572.9 (-23.0)	732.2 (27.8)	1 305.3 (-7.1)	1 128.6 (-13.5)	1 050.8 (-6.9)	1 142.2 (8.7)	986.7 (-13.6)	883.8 (-10.4)
프로판 (원/kg)	1 869.6 (-2.7)	1 850.3 (-1.0)	2 093.4 (13.1)	2 522.4 (-0.4)	2 471.2 (-2.0)	2 469.8 (-0.1)	2 455.4 (-0.6)	2 449.7 (-0.2)	2 440.0 (-0.4)
수송용 부탄 (원/리터)	806.3 (-7.8)	790.8 (-1.9)	932.3 (17.9)	1 088.8 (-1.0)	1 051.4 (-3.4)	1 049.5 (-0.2)	1 032.2 (-1.6)	1 021.4 (-1.0)	1 019.7 (-0.2)

주: 휘발유, 경유, 부탄은 주유소/총전소 가격, 등유는 실내등유 가격, 중유는 대리점 가격, 프로판은 판매소 가격. ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)  
 자료: 한국석유공사

국내 석유제품 가격



산업용 프로판 도시가스 가격 비교



## 도시가스 및 열에너지 요금

### □ 1월 도시가스 소매요금은 주택용과 일반용은 동결, 업무난방용과 산업용은 전월 대비 각각 5.4%, 5.8% 하락

- 주택용과 일반용의 원료비는 누적된 인상요인에도 불구하고, 난방비 부담을 고려하여 15.6267원/MJ로 동결
- 업무난방용과 산업용의 원료비는 LNG 도입가 하락이 반영되어 전월 대비 6.2% 하락한 29.7682원/MJ를 기록
  - ※ 도시가스 소매요금은 도매요금(원료비+도매공급비용)에 소매공급비용을 더하여 산정하며, 원료비가 소매요금의 대부분을 차지
  - ※ 주택용과 일반용의 원료비는 홀수월마다 원료비 단가가 기준원료비를  $\pm 3\%$  초과하여 변동될 경우 조정하나, 업무난방용과 산업용의 원료비는 매월 원료비 단가의 변동폭에 관계없이 조정. 단, 원료비 조정은 경제에 미치는 영향 등을 고려하여 유보 가능

### □ 1월 지역난방 열요금은 10월에 모든 용도에서 전월 대비 20.7%씩 상승한 후 유지

- 열요금은 연료비 연동제에 따라 민수용(주택용, 일반용) 도시가스 요금 변동에 연동하여 조정

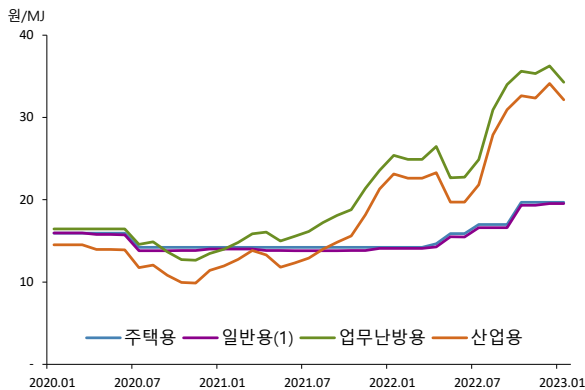
도시가스 및 열에너지

	2019년	2020년	2021년	2022년					
				8월	9월	10월	11월	12월	1월
도시가스 (원/MJ)									
주택용	15.6 (3.9)	15.1 (-3.6)	14.2 (-5.6)	17.0 -	17.0 -	19.7 (15.9)	19.7 -	19.7 -	19.7 -
업무난방용	16.1 (4.4)	15.1 (-6.5)	17.2 (14.4)	30.9 (24.3)	34.0 (9.9)	35.6 (4.8)	35.3 (-0.8)	36.2 (2.6)	34.3 (-5.4)
일반용(1)	15.6 (4.9)	14.9 (-4.7)	13.9 (-6.5)	16.6 -	16.6 -	19.3 (16.4)	19.3 -	19.5 (1.1)	19.5 -
산업용	13.8 (5.9)	12.6 (-8.5)	14.4 (14.3)	27.9 (27.7)	30.9 (11.0)	32.6 (5.5)	32.4 (-0.9)	34.1 (5.4)	32.1 (-5.8)
열에너지 (원/Mcal)									
업무용	85.3 (1.9)	85.9 (0.7)	84.7 (-1.4)	96.7 -	96.7 -	116.7 (20.7)	116.7 -	116.7 -	116.7 -
공공용	74.5 (1.9)	75.0 (0.7)	74.0 (-1.4)	84.5 -	84.5 -	101.9 (20.7)	101.9 -	101.9 -	101.9 -
주택용	65.7 (1.9)	66.2 (0.7)	65.2 (-1.4)	74.5 -	74.5 -	89.9 (20.7)	89.9 -	89.9 -	89.9 -

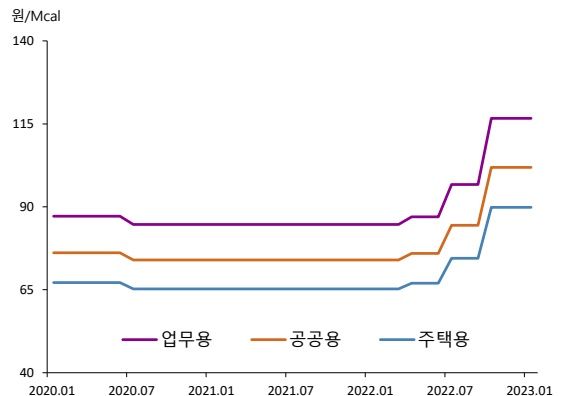
주: 열 요금은 난방용 단일요금 기준(부가세, 기본요금 제외) ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)

자료: 서울도시가스, 한국지역난방공사

도시가스 요금



열에너지 요금



## 전기 요금 및 연료비 단가

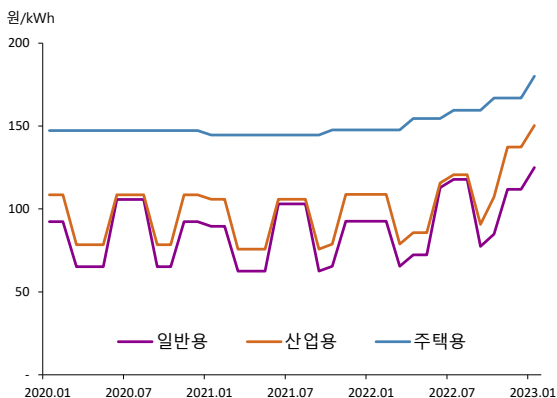
- **1월 주택용, 일반용, 산업용 전기요금**은 기후환경요금과 전력량요금 인상으로 전월 대비 **7.8%, 11.7%, 9.5%** 상승
  - 기후환경요금은 3분기 만에 1.7원/kWh 인상되었으며, 신재생에너지 의무공급제도 이행비용(+1.8원/kWh), 온실가스 배출권거래제도 이행비용(+0.3원/kWh), 석탄발전 감축비용(-0.4원/kWh)으로 구성
  - 전력량요금은 발전 연료비 상승 등 인상요인을 반영하여 11.4원/kWh(주택용 기준 7.4%) 인상
  - 1분기 연료비조정단가는 25.0원/kWh으로 산정되었으나, 상하한 제한으로 5.0원/kWh 수준에서 동결
  
- **1월 LNG와 유연탄의 발전 연료비 단가**는 전월 대비 각각 **0.2%, 12.5%** 하락
  - LNG의 발전 연료비 단가는 11월부터 이어진 3개월 간의 LNG 수입단가 보합세의 영향으로 전월 수준을 유지하였으며, 유연탄의 발전 연료비 단가는 연료탄 수입단가 약세 등의 영향으로 대폭 하락
    - LNG와 유연탄의 발전 연료비 상대단가(LNG/유연탄)는 2.21로 전월 대비 14.1% 상승

전기요금 및 발전 연료비 단가

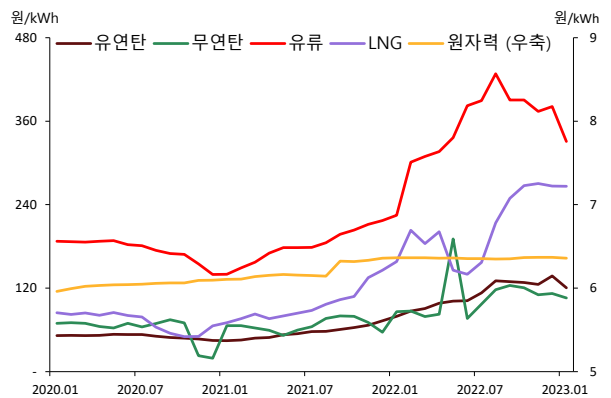
	2019년	2020년	2021년	2022년					
				8월	9월	10월	11월	12월	1월
전기요금 (원/kWh)									
일반용	84.3	84.3	82.4	117.9	77.4	84.8	111.9	111.9	125.0
	-	(0.0)	(-2.3)	-	(-34.4)	(9.6)	(32.0)	-	(11.7)
산업용	95.9	96.0	94.0	120.7	90.7	107.3	137.3	137.3	150.4
	-	(0.0)	(-2.1)	-	(-24.9)	(18.3)	(28.0)	-	(9.5)
주택용	147.3	147.3	145.4	159.5	159.5	166.9	166.9	166.9	180.0
	-	-	(-1.3)	-	-	(4.6)	-	-	(7.8)
발전 연료비단가 (원/kWh)									
LNG	93.3	71.8	95.7	213.8	249.2	267.3	270.4	266.8	266.3
	(-4.7)	(-23.0)	(33.2)	(36.3)	(16.6)	(7.2)	(1.2)	(-1.3)	(-0.2)
유연탄	56.4	50.6	56.2	130.5	129.4	128.0	125.3	137.6	120.4
	(3.8)	(-10.3)	(11.1)	(15.3)	(-0.9)	(-1.1)	(-2.1)	(9.8)	(-12.5)
원자력	5.94	6.04	6.21	6.35	6.35	6.37	6.37	6.37	6.36
	(1.7)	(1.7)	(2.7)	(-0.1)	(0.0)	(0.3)	(0.0)	(-0.0)	(-0.1)

주: 전기 요금은 주택용(고압, 2구간 전력량 요금), 일반용(중압, 저압), 산업용(중압, 고압B 중간부하)을 사용. ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)  
 자료: 한국전력공사, 전력거래소

계약종별 전기 요금



에너지원별 연료비 단가



## SMP 및 REC 가격

### □ 1월 계통한계가격(SMP)은 유연탄 발전 연료비 단가 하락 등의 영향으로 전월 대비 10.0% 하락

- 유연탄의 SMP 결정 횟수는 36회로 전월 대비 20회 증가하였고, 연료비 단가는 120.4원/kWh로 12.5% 하락
  - 1월 SMP 결정 횟수는 LNG 701회, 유연탄 36회, 유류 7회로 LNG의 SMP 결정 횟수가 전월 대비 21회 감소
- 1월 긴급정산상한가격은 육지 지역과 제주 지역에서 각각 160.23원/kWh, 227.06원/kWh로 적용
  - 2022년 12월에 신설된 긴급정산상한가격 제도(일명 SMP 상한제)는 1년 간 한시적으로 시행
    - ※ 직전 3개월의 가중평균 SMP가 최근 10년 간의 월별 가중평균의 상위 10% 이상인 경우 긴급정산상한가격(10년 간의 가중평균 SMP의 1.5배)을 1개월 간 적용하며, 설비 용량이 100kW 이상인 발전기로 대상을 한정하여 소규모 태양광 발전사업자는 제외됨

### □ 1월 REC 현물가격은 6.1만 원/REC로 전월 대비 5.0% 하락

- 1월 REC 현물시장의 거래량과 거래대금은 63.1만 REC, 385.2억 원으로 전월 대비 각각 34.6%, 37.9% 감소
- 산업통상자원부는 1월 13일에 연도별 RPS 의무공급비율을 조정한 신재생에너지법 시행령 개정안을 입법예고
  - 2023년 RPS 의무공급비율이 13.0%로 기존 시행령 대비 1.5%p 하향 조정되었고, 법정 상한인 25%에 도달하는 시점도 4년 연기된 2030년으로 설정

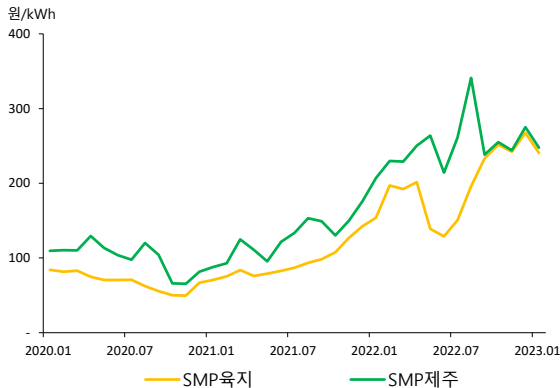
### SMP 및 REC

	2019년	2020년	2021년	2022년					
				8월	9월	10월	11월	12월	1월
SMP통합 (원/kWh)	90.4	68.7	94.0	197.7	233.4	251.7	242.2	267.6	240.8
	(-5.0)	(-24.0)	(36.9)	(30.2)	(18.0)	(7.8)	(-3.8)	(10.5)	(-10.0)
SMP육지	89.8	68.3	93.7	196.0	233.4	251.6	242.2	267.6	240.7
	(-5.2)	(-23.8)	(37.1)	(30.2)	(19.1)	(7.8)	(-3.8)	(10.5)	(-10.0)
SMP제주	153.0	100.9	127.3	340.9	238.4	255.0	244.0	275.2	247.6
	(4.3)	(-34.1)	(26.1)	(30.5)	(-30.1)	(7.0)	(-4.3)	(12.8)	(-10.0)
REC 현물가격 (천원/REC)		42.2	34.6	62.2	63.3	63.6	63.8	64.3	61.1
		(-32.9)	(-17.9)	(11.8)	(1.8)	(0.5)	(0.3)	(0.8)	(-5.0)
REC 거래량 (만 REC)	719.2	892.1	1 018.8	128.9	92.8	117.9	140.3	96.4	63.1
	(14.4)	(24.1)	(14.2)	(25.8)	(-28.0)	(27.1)	(19.0)	(-31.3)	(-34.6)

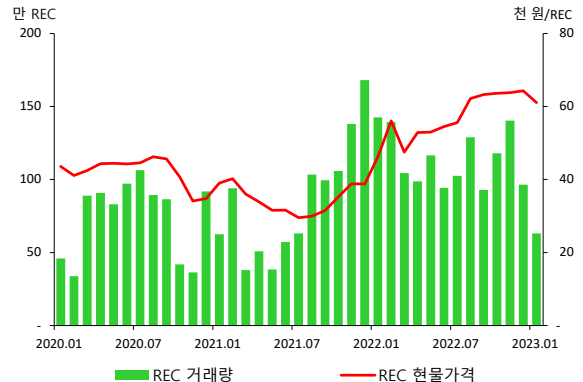
주: ( )는 전월/전년 대비 증가율(%)

자료: 전력거래소

### SMP 가격



### REC 현물가격 및 거래량



### 3. 총에너지 및 최종에너지

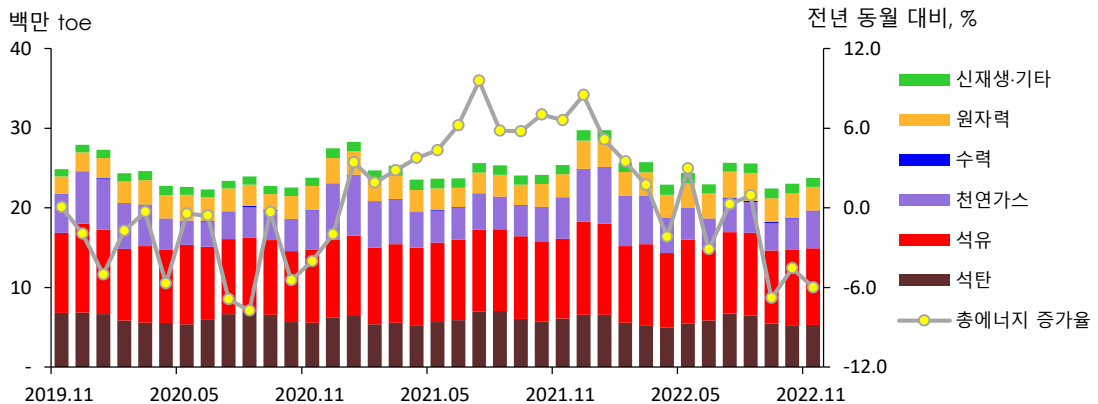
□ 11월 총에너지 소비는 원자력을 제외한 모든 에너지원의 소비가 줄며 전년 동월 대비 6.0% 감소

- 석탄 소비는 발전용은 전기 소비가 감소한 가운데 원자력과 신재생 발전 증가 등으로, 산업용은 경기 둔화, 9월 태풍 힌남노에 따른 철강 공장 피해 여파 등으로 감소세가 확대되며 전년 동월 대비 13.3% 감소
- 석유는 산업용이 석유화학 업황 부진 및 정기보수 등으로 감소하고 수송용도 화물연대 집단 운송거부 (11.24~12.9) 등으로 감소하며 전년 동월 대비 4.6% 감소
- 가스는 건물용이 난방도일 급감(-13.4%), 전월의 민수용 도시가스 요금 상승 등으로 감소하고, 산업용과 발전용도 경기 둔화, 가스 발전 연료비 단가 상승 등으로 감소세를 지속하며 전년 동월 대비 9.6% 감소

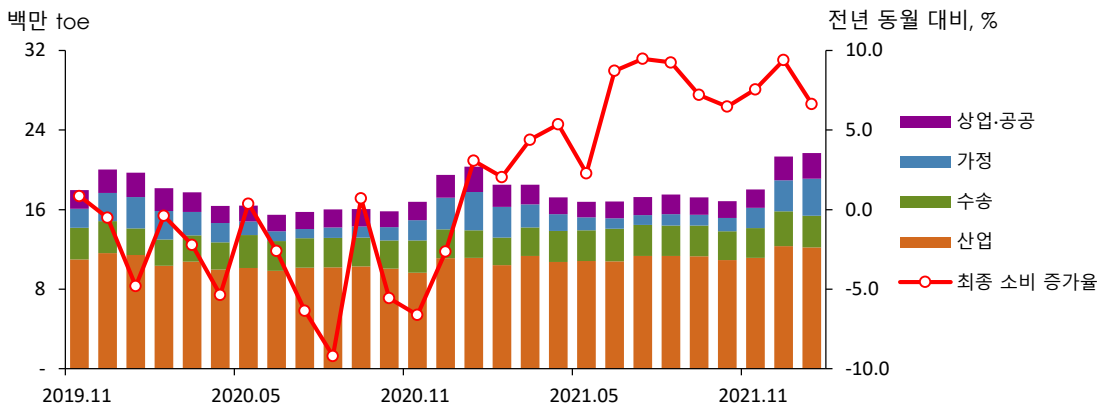
□ 에너지 최종 소비는 산업 부문을 중심으로 모든 부문에서 소비가 감소하며 전년 동월 대비 6.2% 감소

- 산업 부문 에너지 소비는 기계류, 수송장비, 비금속 등에서 증가했으나, 전반적인 제조업 경기 둔화 및 화물연대 집단 운송거부 등의 영향으로 대부분의 업종에서 소비가 감소하며 전년 동월 대비 7.6% 감소
- 수송 부문 에너지 소비는 이동 수요 증가로 휘발유 소비가 소폭 증가했으나, 화물연대 운송거부 등으로 경유 소비가 큰 폭으로 줄고 국내 항공유 소비도 해외여행 증가로 줄며 전년 동월 대비 5.7% 감소
- 건물 부문 소비는 난방도일 급감, 전월의 민수용 도시가스 요금 상승, 서비스업 생산 증가세 지속 둔화 등으로 전년 동월 대비 4.5% 감소

총에너지 소비 및 증가율 추이



최종에너지 소비 및 증가율 추이



# <부록> 에너지 가격 및 수급 통계

## 국제 에너지 가격

	2021년				2022년				2023년	
		10월	11월	12월	1월		10월	11월	12월	1월
원유 (\$/bbl)										
WTI	67.9	81.2	78.7	71.7	83.0	94.2	87.0	84.4	76.5	78.2
	(72.4)	(13.5)	(-3.2)	(-8.9)	(15.7)	(38.7)	(3.9)	(-3.0)	(-9.3)	(2.2)
Dubai	69.3	81.6	80.3	73.2	83.5	96.4	91.2	86.3	77.2	80.4
	(64.1)	(12.4)	(-1.6)	(-8.8)	(14.0)	(39.1)	(0.2)	(-5.4)	(-10.5)	(4.1)
Brent	70.8	83.7	80.8	74.8	85.6	98.9	93.6	90.9	81.3	83.9
	(63.8)	(11.8)	(-3.5)	(-7.5)	(14.4)	(39.7)	(3.3)	(-2.9)	(-10.5)	(3.2)
국내도입단가 (CIF)	70.2	79.0	82.7	79.5	82.2	102.3	100.9	94.8	89.5	86.1
	(56.9)	(7.0)	(4.6)	(-3.9)	(3.4)	(45.6)	(-3.6)	(-6.0)	(-5.6)	(-3.8)
천연가스 (\$/MMBtu)										
일본 수입 가격	10.8	12.4	15.3	15.3	14.7	18.4	21.8	19.6	20.6	20.2
	(29.5)	(8.2)	(23.2)	(0.4)	(-4.2)	(71.2)	(-8.0)	(-10.3)	(5.1)	(-2.1)
Henry Hub	3.7	5.6	5.1	3.9	4.3	6.5	6.1	6.4	5.8	3.4
	(74.6)	(8.9)	(-8.1)	(-24.5)	(10.1)	(75.2)	(-21.6)	(5.7)	(-10.3)	(-40.7)
NBP	16.3	31.5	28.3	38.7	27.9	31.8	27.6	33.4	35.4	19.2
	(392.7)	(37.5)	(-10.0)	(36.6)	(-28.0)	(95.3)	(-28.9)	(20.8)	(6.1)	(-45.7)
TTF	16.0	30.8	27.7	37.7	28.2	40.1	38.4	35.9	36.7	19.8
	(396.1)	(36.4)	(-10.2)	(36.0)	(-25.0)	(150.0)	(-33.7)	(-6.5)	(2.2)	(-46.1)
JKM	17.9	33.2	33.6	37.8	28.5	33.9	33.0	28.4	32.3	24.3
	(324.7)	(42.3)	(1.2)	(12.5)	(-24.6)	(89.5)	(-29.8)	(-13.9)	(14.0)	(-24.7)
국내도입단가 (\$/ton, CIF)	550.8	668.8	805.4	892.6	1 138.1	1 053.5	1 247.3	1 259.0	1 255.2	1 296.2
	(41.2)	(17.1)	(20.4)	(10.8)	(27.5)	(91.3)	(-15.2)	(0.9)	(-0.3)	(3.3)
석탄										
호주산 (\$/톤)	136.0	235.4	153.7	164.6	209.6	356.3	390.4	348.6	400.9	362.3
	(125.8)	(27.9)	(-34.7)	(7.1)	(27.3)	(161.9)	(-11.1)	(-10.7)	(15.0)	(-9.6)
국내도입단가 (\$/ton, CIF)	115.1	142.3	176.4	187.5	185.0	226.3	230.1	204.0	204.6	195.7
	(48.1)	(12.7)	(24.0)	(6.3)	(-1.3)	(96.7)	(13.3)	(-11.4)	(0.3)	(-4.3)
석유제품 (\$/bbl)										
휘발유	80.3	98.7	94.9	87.9	98.1	115.2	94.9	98.5	89.4	99.0
	(72.2)	(17.4)	(-3.8)	(-7.4)	(11.6)	(43.4)	(-3.0)	(3.8)	(-9.2)	(10.7)
경유	77.6	95.5	91.6	85.9	99.2	135.3	137.3	127.8	114.0	116.2
	(57.2)	(15.2)	(-4.2)	(-6.2)	(15.5)	(74.3)	(6.3)	(-6.9)	(-10.9)	(1.9)
중유	64.4	77.6	71.1	65.8	76.1	82.3	62.2	65.5	59.6	61.4
	(64.3)	(5.5)	(-8.3)	(-7.5)	(15.7)	(27.8)	(-6.0)	(5.2)	(-9.1)	(3.0)
프로판	647.9	800.0	870.0	795.0	740.0	737.1	590.0	610.0	650.0	590.0
	(63.2)	(20.3)	(8.7)	(-8.6)	(-6.9)	(13.8)	(-9.2)	(3.4)	(6.6)	(-9.2)
부탄	629.6	795.0	830.0	750.0	710.0	734.2	560.0	610.0	650.0	605.0
	(55.9)	(19.5)	(4.4)	(-9.6)	(-5.3)	(16.6)	(-11.1)	(8.9)	(6.6)	(-6.9)
납사	70.6	84.3	84.0	77.6	84.4	83.1	71.4	73.8	65.7	72.4
	(74.6)	(12.3)	(-0.3)	(-7.6)	(8.7)	(17.7)	(6.4)	(3.3)	(-10.9)	(10.1)

주 1 ( )는 전년/전월 대비 증가율(%)  
 2 휘발유는 95RON, 경유는 0.001%, 중유는 고유황중유(180cst/3.5%), 프로판과 부탄은 CP 기준 값  
 자료: 한국석유공사, World Bank, CME, 한국무역협회

## 국내 에너지 가격

	2021년			2022년				2023년			
		10월	11월	12월	1월		10월	11월	12월	1월	
<b>석유제품</b>											
휘발유 (원/리터)	1 590.5 (15.1)	1 712.4 (4.2)	1 737.5 (1.5)	1 646.4 (-5.2)	1 635.2 (-0.7)	1 812.4 (14.0)	1 666.7 (-3.7)	1 650.3 (-1.0)	1 563.8 (-5.2)	1 562.9 (-0.1)	
등유 (원/리터)	946.4 (11.2)	991.8 (5.2)	1 087.9 (9.7)	1 094.8 (0.6)	1 098.1 (0.3)	1 485.6 (57.0)	1 598.1 (-1.4)	1 601.7 (0.2)	1 552.7 (-3.1)	1 495.2 (-3.7)	
경유 (원/리터)	1 391.3 (16.9)	1 509.3 (5.0)	1 549.7 (2.7)	1 468.9 (-5.2)	1 453.5 (-1.0)	1 841.8 (32.4)	1 838.4 (-0.6)	1 879.2 (2.2)	1 783.3 (-5.1)	1 675.4 (-6.1)	
중유 (원/리터)	731.7 (27.6)	813.4 (5.9)	867.4 (6.6)	859.0 (-1.0)	840.4 (-2.2)	1 115.2 (52.4)	1 050.8 (-6.9)	1 142.2 (8.7)	986.7 (-13.6)	883.8 (-10.4)	
프로판 (원/kg)	2 092.6 (13.1)	2 163.4 (0.2)	2 312.3 (6.9)	2 410.1 (4.2)	2 395.0 (-0.6)	2 479.6 (18.5)	2 469.8 (-0.1)	2 455.4 (-0.6)	2 449.7 (-0.2)	2 440.0 (-0.4)	
부탄 (원/리터)	931.8 (17.8)	981.2 (0.1)	1 053.8 (7.4)	1 087.5 (3.2)	1 071.8 (-1.4)	1 081.7 (16.1)	1 049.5 (-0.2)	1 032.2 (-1.6)	1 021.4 (-1.0)	1 019.7 (-0.2)	
<b>도시가스 (원/MJ)</b>											
주택용	14.2 (-5.7)	14.2 -	14.2 -	14.2 -	14.2 -	16.6 (16.7)	19.7 (15.9)	19.7 -	19.7 -	19.7 -	
일반용(1)	13.9 (-6.5)	13.8 (0.1)	13.8 -	14.1 (1.9)	14.1 -	16.3 (17.3)	19.3 (16.4)	19.3 -	19.5 (1.1)	19.5 -	
업무난방용	17.2 (14.2)	18.8 (3.9)	21.4 (13.7)	23.6 (10.3)	25.4 (7.7)	28.7 (66.6)	35.6 (4.8)	35.3 (-0.8)	36.2 (2.6)	34.3 (-5.4)	
산업용	14.4 (14.2)	15.6 (5.2)	18.2 (16.5)	21.3 (17.2)	23.1 (8.6)	25.9 (79.9)	32.6 (5.5)	32.4 (-0.9)	34.1 (5.4)	32.1 (-5.8)	
<b>열 (원/Mcal)</b>											
주택용	65.2 (-1.4)	65.2 -	65.2 -	65.2 -	65.2 -	74.1 (13.7)	89.9 (20.7)	89.9 -	89.9 -	89.9 -	
업무용	84.7 (-1.4)	84.7 -	84.7 -	84.7 -	84.7 -	96.3 (13.7)	116.7 (20.7)	116.7 -	116.7 -	116.7 -	
공공용	74.0 (-1.4)	74.0 -	74.0 -	74.0 -	74.0 -	84.1 (13.7)	101.9 (20.7)	101.9 -	101.9 -	101.9 -	

주 : ( )는 전년/전월 대비 증가율(%)

자료: 한국석유공사, 서울도시가스, 한국지역난방공사



## 국내 전력 및 REC 가격

	2021년			2022년				2023년			
		10월	11월	12월	1월		10월	11월	12월	1월	
<b>전기 (원/kWh)</b>											
주택용	142.3 (-3.4)	142.3	142.3	142.3	142.3	147.8 (3.9)	154.6 (5.0)	154.6	154.6	166.0 (7.4)	
일반용	79.4 (-5.9)	60.2	87.3 (45.0)	87.3	87.3	84.9 (7.0)	72.5 (11.4)	99.6 (37.4)	99.6	111.0 (11.4)	
산업용	91.0 (-5.2)	73.5	103.5 (40.8)	103.5	103.5	98.8 (8.6)	95.0 (21.2)	125.0 (31.6)	125.0	136.4 (9.1)	
기후환경요금	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	6.8 (28.3)	7.3	7.3	7.3	9.0 (23.3)	
연료비조정요금	-2.3	-	-	-	-	2.5	5.0	5.0	5.0	5.0	
	-	(-100.0)	-	-	-	(-211.1)	-	-	-	-	
<b>발전 연료비단가 (원/kWh)</b>											
유류	180.6 (2.9)	203.6 (3.2)	211.8 (4.0)	217.0 (2.5)	224.7 (3.5)	352.0 (94.9)	390.6 (0.0)	374.0 (-4.3)	381.1 (1.9)	331.1 (-13.1)	
LNG	95.5 (33.0)	108.1 (4.5)	135.0 (24.9)	145.8 (7.9)	158.1 (8.4)	204.7 (114.3)	267.3 (7.2)	270.4 (1.2)	266.8 (-1.3)	266.3 (-0.2)	
무연탄	66.1 (9.4)	79.5 (-0.8)	70.5 (-11.2)	56.6 (-19.8)	86.1 (52.1)	107.0 (61.8)	120.6 (-2.7)	110.4 (-8.5)	112.2 (1.7)	106.0 (-5.5)	
유연탄	56.2 (10.9)	63.4 (4.6)	66.5 (4.9)	73.1 (9.9)	79.3 (8.5)	110.2 (96.3)	128.0 (-1.1)	125.3 (-2.1)	137.6 (9.8)	120.4 (-12.5)	
원자력	6.20 (2.7)	6.32 (-0.1)	6.33 (0.3)	6.36 (0.4)	6.36 (0.0)	6.36 (2.5)	6.37 (0.3)	6.37 (0.0)	6.37 (-0.0)	6.36 (-0.1)	
<b>SMP (원/kWh)</b>											
SMP육지	93.6 (36.9)	107.5 (9.5)	126.8 (17.9)	142.5 (12.3)	153.8 (8.0)	196.2 (109.7)	251.6 (7.8)	242.2 (-3.8)	267.6 (10.5)	240.7 (-10.0)	
SMP제주	127.1 (25.9)	130.1 (-12.8)	149.8 (15.1)	175.7 (17.3)	206.9 (17.7)	250.7 (97.3)	255.0 (7.0)	244.0 (-4.3)	275.2 (12.8)	247.6 (-10.0)	
SMP통합	93.9 (36.7)	107.8 (9.1)	127.1 (17.9)	142.8 (12.4)	154.4 (8.1)	196.8 (109.5)	251.7 (7.8)	242.2 (-3.8)	267.6 (10.5)	240.8 (-10.0)	
<b>REC</b>											
REC 평균가격 (천 원/REC)	34.7 (-17.8)	35.2 (11.8)	38.8 (10.3)	38.8 (-0.2)	46.2 (19.2)	56.9 (64.1)	63.6 (0.5)	63.8 (0.3)	64.3 (0.8)	61.1 (-5.0)	
REC 거래량 (천 REC)	849.0 (14.2)	1 058.8 (6.4)	1 380.4 (30.4)	1 680.3 (21.7)	1 424.8 (-15.2)	1 145.3 (34.9)	1 179.2 (27.1)	1 403.4 (19.0)	964.3 (-31.3)	630.7 (-34.6)	

주 1 ( )는 전년/전월 대비 증가율(%)

2 전기요금은 주택용(고압, 201~400kWh), 일반용(갑) I, 저압, 산업용(을), 고압B, 선택II 중간부하 기준

자료: 한국전력공사, 전력거래소

## 총에너지 소비

	2020년	2021년p					2022년p			
			1~11월	9월	10월	11월	1~11월	9월	10월	11월
석탄 (백만 톤)	119.9 (-12.3)	119.8 (-0.1)	108.9 (-0.6)	10.0 (-8.5)	9.4 (1.0)	10.1 (10.0)	103.7 (-4.8)	9.0 (-9.3)	8.5 (-8.9)	8.8 (-13.3)
- 원료탄 제외	95.1 (-14.0)	94.3 (-0.9)	85.6 (-1.6)	7.8 (-11.1)	7.3 (3.2)	8.0 (12.8)	82.4 (-3.8)	7.4 (-6.0)	6.6 (-9.5)	6.9 (-13.3)
석유 (백만 bbl)	775.7 (-4.0)	835.4 (7.7)	754.6 (6.4)	71.2 (10.9)	68.6 (11.5)	68.4 (10.1)	744.2 (-1.4)	62.1 (-12.7)	64.3 (-6.2)	65.2 (-4.6)
천연가스 (백만 톤)	41.5 (1.2)	45.9 (10.6)	40.8 (13.0)	2.9 (4.9)	3.3 (7.7)	4.0 (4.1)	39.6 (-2.9)	2.6 (-9.7)	3.0 (-8.4)	3.6 (-9.6)
수력 (TWh)	3.9 (39.0)	3.1 (-21.2)	2.9 (-22.0)	0.3 (-52.7)	0.2 (-6.9)	0.2 (-12.4)	3.3 (16.3)	0.5 (63.8)	0.3 (17.4)	0.2 (19.7)
원자력 (TWh)	160.2 (9.8)	158.0 (-1.4)	141.5 (-2.5)	12.2 (31.0)	13.5 (-0.0)	13.6 (-3.4)	160.8 (13.7)	14.1 (15.8)	14.4 (6.8)	14.0 (3.2)
신재생·기타 (백만 toe)	12.6 (9.4)	14.6 (15.3)	13.2 (15.8)	1.2 (10.7)	1.1 (8.1)	1.1 (8.4)	13.3 (0.4)	1.2 (4.0)	1.2 (9.0)	1.1 (-1.3)
<b>총에너지 (백만 toe)</b>	<b>288.4</b> (-3.4)	<b>304.1</b> (5.5)	<b>274.6</b> (5.1)	<b>24.1</b> (5.8)	<b>24.1</b> (7.0)	<b>25.3</b> (6.6)	<b>272.9</b> (-0.6)	<b>22.5</b> (-6.8)	<b>23.0</b> (-4.6)	<b>23.7</b> (-6.0)

주: p는 잠정치, ( )는 전년/전월 대비 증가율(%), 석유는 원유 및 정제원료와 석유제품 총에너지 소비를 합한 값  
 자료: 에너지수급통계(KEEI)

## 총에너지 원별 비중

(단위 %)

	2020년	2021년p					2022년p			
			1~11월	9월	10월	11월	1~11월	9월	10월	11월
석탄	25.2	23.9	24.1	25.1	23.6	24.1	23.0	24.3	22.6	22.3
- 원료탄 제외	19.2	18.1	18.2	18.9	17.7	18.4	17.5	19.0	16.7	16.9
석유	39.3	40.1	40.2	43.1	41.9	39.8	39.9	40.9	41.5	40.6
천연가스	18.8	19.7	19.4	15.9	17.9	20.4	19.0	15.4	17.2	19.7
수력	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	0.5	0.2	0.2
원자력	11.8	11.1	11.0	10.8	11.9	11.4	12.6	13.4	13.3	12.6
신재생·기타	4.4	4.8	4.8	4.8	4.8	4.6	4.9	5.4	5.4	4.8
<b>총에너지</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>

주: p는 잠정치, 석유는 원유 및 정제원료와 석유제품 총에너지 소비를 합한 값  
 자료: 에너지수급통계(KEEI)

## 최종 소비

(단위: 백만 toe)

	2020년	2021년p				2022년p				
		1~11월	9월	10월	11월	1~11월	9월	10월	11월	
산업	124.0 (-4.1)	133.6 (7.8)	121.3 (7.5)	11.3 (10.1)	10.9 (8.4)	11.1 (15.5)	118.8 (-2.1)	9.9 (-12.2)	9.9 (-8.9)	10.3 (-7.6)
수송	34.7 (-6.6)	36.6 (5.5)	33.2 (4.1)	3.1 (6.6)	2.9 (2.6)	3.0 (-7.4)	32.8 (-0.9)	2.9 (-7.6)	3.1 (8.4)	2.8 (-5.7)
가정	22.4 (4.2)	22.9 (2.4)	19.8 (3.1)	1.1 (-4.8)	1.3 (0.1)	2.0 (0.2)	20.1 (1.5)	1.1 (0.0)	1.3 (-0.2)	1.9 (-8.6)
상업	17.7 (-5.3)	18.0 (2.0)	16.2 (1.7)	1.4 (-1.0)	1.3 (6.7)	1.4 (1.1)	17.2 (6.4)	1.5 (7.3)	1.4 (4.5)	1.5 (0.8)
공공	5.0 (-3.4)	5.2 (4.0)	4.7 (4.6)	0.4 (-1.3)	0.4 (6.5)	0.4 (-2.4)	4.6 (-0.2)	0.4 (-2.8)	0.4 (0.6)	0.4 (-2.4)
<b>최종 소비</b>	<b>203.8</b> (-3.8)	<b>216.4</b> (6.2)	<b>195.0</b> (5.9)	<b>17.2</b> (7.2)	<b>16.8</b> (6.5)	<b>18.0</b> (7.6)	<b>193.6</b> (-0.8)	<b>15.7</b> (-8.8)	<b>16.2</b> (-4.0)	<b>16.8</b> (-6.6)
석탄 (백만 톤)	49.2 (-5.3)	50.8 (3.4)	46.4 (4.1)	4.3 (1.9)	4.2 (-0.7)	4.5 (8.7)	42.9 (-7.4)	3.5 (-17.6)	3.7 (-11.1)	3.8 (-14.1)
석유제품 (백만 bbl)	752.3 (-5.5)	815.3 (8.4)	736.1 (7.2)	69.3 (13.7)	66.7 (10.6)	66.9 (12.3)	727.8 (-1.1)	61.1 (-11.8)	62.6 (-6.1)	63.1 (-5.7)
- 비에너지유 제외	336.2 (-5.3)	351.0 (4.4)	316.5 (3.8)	28.7 (7.2)	28.7 (5.4)	29.2 (-8.9)	307.9 (-2.7)	26.5 (-7.9)	29.7 (3.4)	27.4 (-6.2)
전기 (TWh)	497.3 (-2.0)	521.0 (4.8)	474.9 (4.8)	43.8 (-0.8)	40.8 (7.3)	41.8 (4.0)	489.5 (3.1)	44.3 (1.3)	41.3 (1.2)	41.5 (-0.8)
도시가스 (십억 m³)	22.0 (-2.0)	22.7 (3.3)	19.8 (4.0)	1.1 (-2.2)	1.3 (-1.0)	2.0 (1.9)	20.5 (3.6)	1.1 (3.4)	1.4 (1.2)	1.9 (-7.4)
열·기타 (천 toe)	9.3 (3.1)	9.9 (6.4)	8.7 (6.9)	0.6 (5.6)	0.7 (3.2)	0.8 (3.7)	8.7 (0.7)	0.6 (-1.0)	0.7 (1.2)	0.8 (-9.5)

주: p는 잠정치, ( )는 전년/전월 대비 증가율(%), 비에너지유는 원료용 프로판, 부탄 소비를 포함한 값  
 자료: 에너지수급통계(KEEI)

## 최종 소비 비중

	2020년	2021년p				2022년p				
		1~11월	9월	10월	11월	1~11월	9월	10월	11월	
산업	60.9	61.8	62.2	65.8	64.8	61.8	61.4	63.4	61.5	61.1
수송	17.0	16.9	17.0	17.9	17.2	16.7	17.0	18.2	19.4	16.8
가정	11.0	10.6	10.1	6.2	8.0	11.3	10.4	6.8	8.3	11.0
상업	8.7	8.3	8.3	7.9	7.8	8.0	8.9	9.3	8.5	8.6
공공	2.4	2.4	2.4	2.2	2.2	2.3	2.4	2.3	2.3	2.4
<b>최종 소비</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>
석탄	15.3	14.9	15.0	15.6	15.6	15.5	14.2	14.3	14.7	14.5
석유제품	47.0	48.1	48.2	51.4	50.6	47.5	47.8	49.4	49.6	47.6
- 비에너지유 제외	22.0	21.6	21.6	22.3	22.6	21.4	21.1	22.2	24.5	21.4
전기	21.0	20.7	20.9	21.9	20.9	19.9	21.7	24.3	22.0	21.2
도시가스	12.1	11.8	11.4	7.4	8.9	12.4	11.8	8.0	9.5	12.2
열·기타	4.5	4.6	4.4	3.7	4.0	4.7	4.5	4.0	4.2	4.6

주: p는 잠정치, 비에너지유는 원료용 프로판, 부탄 소비를 포함한 값  
 자료: 에너지수급통계(KEEI)