

# 2030 국가 온실가스 감축목표에 따른 전원별 발전량 전망 : 2022~2025년 시나리오 분석결과

신동현 에너지경제연구원 연구위원(dhshin@keei.re.kr)



## 1. 서론

정부는 2021년 5월에 출범한 탄소중립위원회의 논의와 이해관계자의 의견수렴을 거쳐 2021년 12월에 '상향된 2030 국가 온실가스 감축목표(NDC: Nationally Determined Contribution)'를 유엔기후변화협약 사무국에 제출하였다. '상향된 NDC'에서 한국은 온실가스 배출량을 2030년까지 2018년 대비 40%를 감축하는 것을 최종 확정하였다.<sup>1)</sup> 이전의 국가 온실가스 감축목표보다 대폭 상향된 온실가스 목표를 달성하기 위해 전 부문의 역량을 최대한 동원하고, 국내 감축뿐만 아니라 국외 감축 수단을 보충적으로 활용하는 것을 명시하고 있다.<sup>2)</sup>

1) 기준 배출량 2018년의 온실가스 배출량은 727.6백만톤이며, 목표 배출량 2030년 온실가스 배출량은 436.6백만톤이다(2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안, p.11, 2021.10).

2) 2030년 기준 국가 온실가스 목표 배출량은 536.1백만톤으로 2018년 대비 26.3% 감축한 것이다([https://www.mofa.go.kr/www/brd/m\\_4080/view.do?seq=371966](https://www.mofa.go.kr/www/brd/m_4080/view.do?seq=371966), 검색일: 2022.3.25.).

부문별 감축목표 측면에서 가장 비중이 큰 부문은 전환 부문으로 2018년 대비 2030년 목표 감축량은 119.7백만톤이며, 감축비율은 약 44.4%이다. 전환 부문은 산업 부문과 함께 국가 온실가스 배출량에서 차지하는 비중이 매우 높는데, 2018년 기준 전환 부문이 37%, 산업 부문이 36%를 차지하고 있어 두 부문의 온실가스 배출량은 전체 국가 배출량의 약 73%를 차지하고 있다(2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안). 국내 산업경쟁력에 부정적 영향에 대한 우려로 산업 부문의 온실가스 감축량을 높게 수립하는 것은 현실적으로 쉽지 않기 때문에, 전환 부문의 탈탄소화가 2030 NDC의 목표 달성에 가장 중요하다고 볼 수 있다.

전환 부문에서 온실가스 감축의 중요성은 상향된 NDC 목표수립 전부터 신재생에너지 보급 확대, 배출권 거래제, 석탄발전 상한제 등과 같이 수립된 여러 가지 정책과 제도에서도 확인할 수 있다.<sup>3)</sup> 예를 들어, 신재생 보급 확대와 함께 전환 부문에서 온실가스 감축을 위해 2022년부터 도입된 환경급전은 배출권 거래비용을 전력 생산의 변동비용에 반영하는 것이다. 환경급전에 의해서 배출권 거래비용이 많이 발생하는 발전기는 전력시장의 급전순위에서 불리하여 전력생산의 기회가 줄어들 수 있다. 그러나 전력시장의 급전순위 결정은 전력의 공급과 전력 수요와 관련된 수많은 요인에 의해서 매우 복잡하고 정교하게 결정되기 때문에 실제로 배출권거래제와 환경급전 등과 같은 전환 부문의 제도가 계획된 방향으로 움직이지 않을 수 있다.<sup>4)</sup> 예를 들어, 공급 설비 측면에서 전력시장에 참여하는 발전기 대부분이 온실가스를 많이 배출한다면 환경급전은 계통한계가격만 높이는 결과를 가져오게 될 것이다. 따라서, 2030 NDC에서 제시한 전환 부문의 감축 목표에 도달하기 위해서 향후 2030 NDC에 따른 전력시장의 변화를 분석하고 예측할 필요가 있다.

표 1 2030 NDC 감축목표

(단위: 백만톤CO2eq)

부문	2018년(기준연도) 기준량	기존 NDC	상향된 NDC
전환	269.6	192.7(▽28.5%)	149.9(▽44.4%)
산업	260.5	243.8(▽6.4%)	222.6(▽14.5%)
건물	52.1	41.9(▽19.6%)	35.0(▽32.8%)
수송	98.1	70.6(▽28.0%)	61.0(▽37.8%)
농축수산	24.7	19.4(▽21.5%)	18.0(▽27.1%)
폐기물	17.1	11.0 (▽35.7%)	9.1(▽46.8%)
수소	-	-	7.6
기타(탈루 등)	5.6	5.2(▽7%)	4(▽30%)
총배출량	727.6	536.1(26.3%)	436.6(▽40.0%)

주: ( )은 2018년 대비 감축 비율을 의미하고, 총배출량은 흡수 및 제거를 포함한 순배출량이다.

자료: 2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안, p.11, 2021.10.

3) 제5차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(산업통상자원부, 2020.12.), <https://www.edaily.co.kr/news/read?newsId=03430886629248672&mediaCodeNo=257>(검색일: 2022.3.25.), 제9차 전력수급기본계획(산업통상자원부, 2020.12.)

4) 예를 들어, 급전순위 역전의 중요한 요인인 석탄과 LNG의 상대가격은 국제 에너지가격 변화와 각 연료에 부과되는 제세부담금 등에 크게 영향을 받는다.

이에 본고는 2030 NDC의 전환 부문 감축 목표에 따른 경우 2022~2025년까지 전원별 발전량과 전력시장 가격 등과 같은 전력시장 변화를 전망하고자 한다. 전망 기간을 2022~2025년을 설정한 이유는 환경급전이 적용되는 제3기 배출권 거래제의 기간과 일치시키고 모의 분석의 편의와 전망결과의 정확성을 확보하기 위해서이다.<sup>5)</sup> 본고의 구성은 다음과 같다. 제2절에서는 모의 시뮬레이션에 따른 전원별 발전량 전망 결과를 제시한다. 마지막으로 제3절에서는 요약 및 시사점을 정리한다.

## 2. 전원별 발전량 전망: M-Core 시나리오 분석

### 가. 시나리오 설정

기본적으로 시나리오의 전제는 제9차 전력수급기본계획과 상향된 NDC의 2030년 전원믹스 목표에 근거하였다.<sup>6)</sup> 발전기 모집단, 전력수요, 신재생 설비용량 등과 같은 전제는 제9차 전력수급기본계획의 내용을 반영하였다. 국가 온실가스 감축목표를 반영하기 위해 신재생에너지 발전 비중 등 전원별 발전비중은 2030년 목표 비중에 맞출 수 있도록 하면서 2022~2025년까지 전원별 발전량 비중을 전망하였다. 그 외 M-Core 시나리오 분석을 위한 나머지 전제변수의 내용은 다음과 같다.

표 2 전력시장 분석 전제

요소	세부 요소	전제 사항
발전기 모집단	전원별 수명	제9차 전력수급기본계획 건설계획 + 발전설비용량변경
	신규설비 건설계획	제9차 전력수급기본계획 + 발전소 건설사업 추진현황(2021년도 2분기) + 발전설비용량변경 + 발전기 추가 진입지연 자료(에너지경제연구원)
전력수요	전력소비량	제9차 전력수급기본계획 목표수요
	최대전력	제9차 전력수급기본계획 목표수요
	수요패턴	2019년 실적
신재생	설비용량	제9차 전력수급기본계획 신재생 설비용량
	발전량	9차 수급계획 신재생 발전 비중 + 2030국가 온실가스 감축목표 상향안 발전비중
	발전패턴	2019년 실적

5) 전력시장에 참여하는 400여개 이상의 모든 발전기와 관련된 전제가 필요하기 때문에 전망 기간이 늘어나면 분석을 위한 정보와 분석시간 등이 급증하고, 전망기간이 길어질수록 도출된 결과의 정확성이 떨어질 가능성이 크다.

6) 본고는 이미 확정된 제9차 전력수급기본계획의 내용과 상향된 NDC 목표에 근거하여 분석을 진행하였다. 새정부가 온실가스 감축 목표 및 이행계획을 새롭게 정한다면 그에 맞는 시나리오 분석이 필요함을 밝힌다.

요소	세부 요소	전제 사항
기존 발전기	열량단가	에너지경제연구원
	TLF	해당 발전기의 최신 TLF
	발전기 효율	비용평가위원회에서 고시하는 발전기별 비용함수
신규 발전기	열량단가	에너지경제연구원
	TLF	전국 평균 TLF
	발전기 효율	과거 가스복합 효율 개선추세를 반영하여 생성
설비공통	예방정비계획	전력설비 정지통계 5년('15~'19) 평균 정지율
계약사항	열계약	2018~2020년 연도별 패턴 평균 적용
	제주 HVDC 계약	제9차 전력수급기본계획 송변전설비계획 반영
	예비력	운전예비력 4500MW 반영

## 나. 전망결과

### 1) 전망 결과의 적합성

전망 결과의 적합성을 검증하기 위해 상향된 NDC의 2030년 발전비중 목표치를 기준으로 M-Core의 2030년 결과를 비교하였다. NDC의 2030년 온실가스 감축 목표의 발전비중을 살펴보면 <표 3>과 같다.

**표 3** 상향된 2030 NDC 발전비중

	원자력	석탄	LNG	신재생	암모니아	양수·기타	합계
발전량(TWh)	146.4	133.5	119.4	184.9	22.0	6.1	612.4
비중[%]	23.9	21.8	19.5	30.2	3.6	1.0	100

자료: 2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안, p.6, 2021.10.

특이한 점은 암모니아 발전이 3.6%를 차지하고 있다. 현재는 연구 중에 있으나 석탄+암모니아 혼소 LNG+암모니아 혼소 연구가 진행 중이며 이를 통해 온실가스를 감축할 계획으로 알려져 있다.<sup>7)</sup> 따라서 시뮬레이션 결과 검증용 발전비중은 암모니아 3.6%를 석탄과 LNG에 각각 1.8%를 적용하여 석탄 23.7%, LNG 21.3%로 <표 4>와 같이 계산하여 사용하였다.<sup>8)</sup>

7) <https://www.energy-news.co.kr/news/articleView.html?idxno=79239>, 검색일: 2022.3.25.

8) 2027년까지 20% 암모니아 혼소발전 실증을 완료하는 것을 목표로 하고 있어 전망기간인 2022~2025년에 암모니아 혼소발전이 상용화될 가능성이 낮다. 그러나 정확한 시점을 예측하기 어려워 2030년 발전량 비중에 반영하여 2022~2025년에 석탄과 LNG 발전량 비중이 암모니아 혼소로 인하여 평균적으로 0.2%p 낮은 비중으로 증가하기 때문에 실제 전망결과에 암모니아 혼소 발전이 미치는 영향은 매우 작다고 할 수 있다.

표 4 수정된 2030 NDC 발전비중(상향안)

구분	원자력	석탄+암모니아	LNG+암모니아	신재생	양수·기타	합계
발전량(TWh)	146.4	145.1	130.4	184.9	6.1	612.4
비중[%]	23.9	23.7	21.3	30.2	1.0	100

<표 5>의 M-Core 2030년 시뮬레이션 결과를 살펴보면 NDC 발전비중 대비 LNG는 0.3% 낮고, 신재생은 0.3% 높으며, 양수·기타는 0.1% 낮다. 시뮬레이션 특성상 해당 오차는 허용 가능한 범위이므로 NDC의 온실가스 감축 전제가 적절하게 반영된 것으로 판단한다.

표 5 M-Core 2030년 결과

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수·기타	합계
발전량(TWh)	146.5	144.9	128.6	186.9	5.5	612.5
비중[%]	23.9	23.7	21.0	30.5	0.9	100

또한 NDC 발전량을 9차 수급계획의 발전량 기준에서 비교해 보면, NDC가 총 발전량은 약 51TWh 증가하였지만, 신재생에너지 발전량이 약 68TWh 증가함에 따라 실제 LNG 발전량은 큰 차이가 없다. 다만 온실가스 감축을 위해 석탄 발전량이 약 23TWh 줄어들어, 원자력 발전량이 약 6TWh 발전량이 증가하는 것으로 보인다.

표 6 수정된 2030 NDC 발전비중

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수·기타	합계
발전량(TWh)	140.4	167.9	130.8	116.8	5.6	561.6
비중[%]	25	29.9	23.3	20.8	0.9	100

자료: '제9차 전력수급기본계획', p.41, 산업통상자원부, 2020. 12.

## 2) 계통한계가격 전망결과

분석대상 기간의 가중평균 계통한계가격(SMP)은 77.37원/kWh 로 전망된다. 연도별 SMP를 살펴보면 <표 7>과 같이 나타난다. 연도별 결과를 보면 2022년까지 SMP 상승 후 하락하는 형태를 확인할 수 있다.

표 7 연도별 계통한계가격

(단위 : 원/kWh)

연도	가중평균 값	연도	가중평균 값
2022	83.61	2024	77.16
2023	80.45	2025	75.58

<표 7>과 같이 연도별 SMP가 나타나는 것은 신규진입 LNG 발전기들의 열량단가가 직도입 기준을 적용하였고, 2023년부터 <표 8>과 같이 다수의 고효율·저단가 신규 발전기가 진입함으로 인해 SMP가 하락할 것으로 예상된다.<sup>9)</sup>

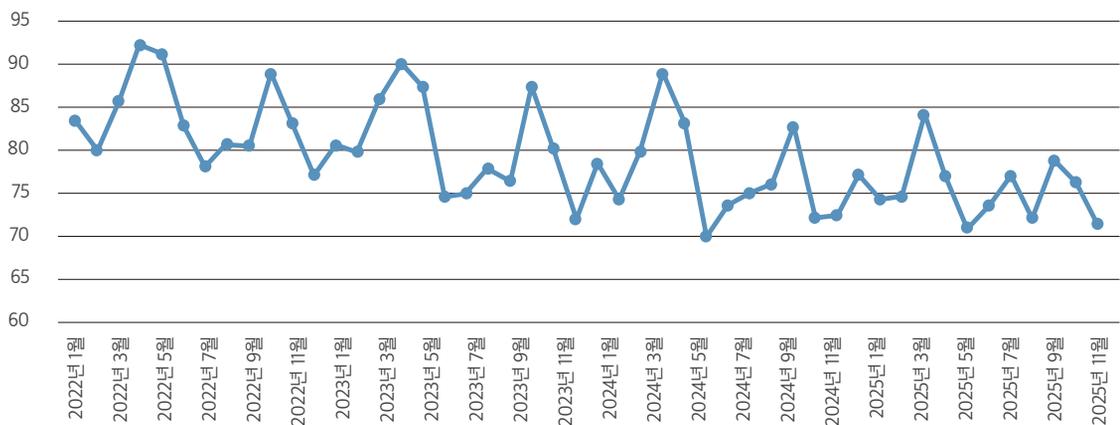
**표 8** 연도별 진입/폐지 발전기 대수 및 용량

연도	진입		폐지	
	대수	용량(MW)	대수	용량(MW)
2021	4	3,548	8	3,270
2022	2	2,440	0	0
2023	7	4,574	1	650
2024	7	3,684	9	3,575
2025	8	6,898	6	3,900

월별 SMP는 아래 [그림 1]과 같이 계절성을 가지며 감소하는 추세를 보인다. SMP는 국제 유가와 같은 연료비용과 급전순위에 포함되는 발전기 특성 등에 따라 결정되기 때문에 유가에 대한 전제 전망이 달라지거나 연료별 발전기 운영계획 등이 달라지면 결과는 바뀔 수 있다. 그럼에도 본고에서 분석한 전망결과에 의하면 SMP는 2022년에 90원/kWh 이상 증가하였다가 이후 약 70원/kWh까지 하락할 것으로 나타났다.

**그림 1** 월별 계통한계가격 전망

(단위: 원/kWh)



9) 2022년 2월 기준 실제 SMP는 197.32원/kWh로 본고의 전망결과와의 차이가 존재한다. 본고의 분석은 제9차 전력수급기본계획의 연료비 전제치와 직도입 기준을 동일하게 적용하고 있어 2022년 들어 LNG 가격이 작년대비 크게 상승한 부분을 반영하지 못하였기 때문이다. 그럼에도 전망의 일관성을 유지하기 위해 제9차 전력수급기본계획의 전제전망을 적용하였다.

### 3) 전원별 발전량 비중 전망결과

전원별 전망결과는 전원별·연료별로 분류하여 연간·월간 결과를 운영발전계획의 발전단 기준 발전량, 송전단 기준 발전량으로 정리하였다.<sup>10)</sup>

#### 가) 발전단 발전량

발전단 발전량의 소내 소비전력을 포함한 발전량을 의미한다.<sup>11)</sup> 연도별 결과는 아래 <표 9>와 같으며, 기력과 복합 발전량이 감소하였다. 신재생 발전량이 NDC 상향안의 목표에 맞춰 증가한다. 단 원자력 발전기는 신규로 건설되는 발전기로 인해 총발전량은 증가하는 것으로 예측되었다.

**표 9** 운영발전계획 발전단 발전량 (단위 : GWh)

연도	원자력	기력	집단 에너지	내연	복합	신재생 에너지	수력	양수
2022	183,457 (32.44%)	226,708 (40.09%)	35,271 (6.24%)	416 (0.07%)	57,818 (10.22%)	54,911 (9.71%)	2,034 (0.36%)	4,859 (0.86%)
2023	189,549 (33.02%)	230,463 (40.14%)	37,616 (6.55%)	286 (0.05%)	45,544 (7.93%)	63,910 (11.13%)	2,034 (0.35%)	4,683 (0.82%)
2024	190,103 (32.65%)	216,666 (37.21%)	48,032 (8.25%)	174 (0.03%)	46,169 (7.93%)	74,384 (12.77%)	2,033 (0.35%)	4,722 (0.81%)
2025	199,108 (33.72%)	204,637 (34.66%)	45,456 (7.70%)	52 (0.01%)	47,919 (8.12%)	86,575 (14.66%)	2,034 (0.34%)	4,650 (0.79%)

#### 나) 송전단 발전량

송전단 발전량은 발전기가 발전을 위해 자체적으로 전력을 사용하고 송전하는 발전량을 의미한다. <표 10>에서 알 수 있듯이, 발전단 발전량에서 발전기가 소비하는 전력을 차감하였기 때문에 연도별 패턴은 발전단 발전량과 큰 차이가 없는 것으로 나타난다.

10) 운영발전계획 결과 외 가격결정발전계획 결과도 도출되며, 발전량 외 발전비용, 연료사용량, 이용률 등에 대한 전망결과도 알 수 있으나 지면의 절약과 본고의 주제와 관련이 있는 것으로 운영발전계획의 발전량 전망결과만 제시한다.

11) 소내 소비전력은 발전기가 생산한 전력 중 전력생산을 위해 자체적으로 이용하는 전력 소비를 의미한다.

표 10 운영발전계획 송전단 발전량

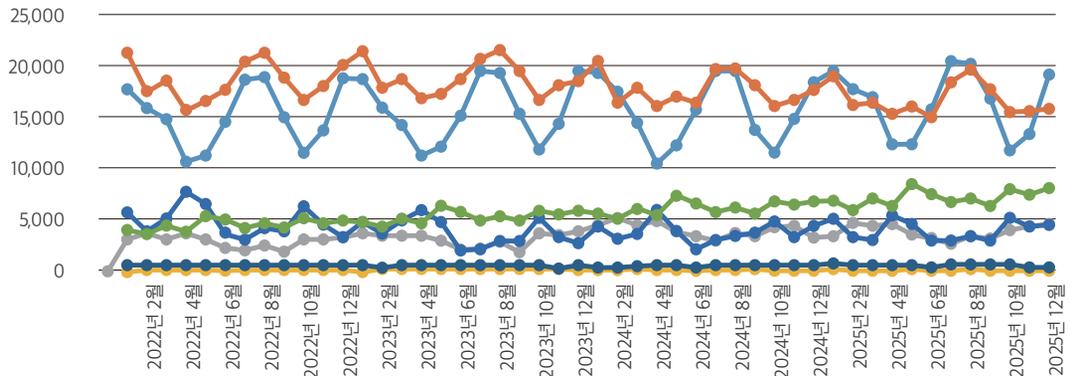
(단위 : GWh)

연도	원자력	기력	집단 에너지	내연	복합	신재생 에너지	수력	양수
2022	176,891 (32.51%)	214,421 (39.41%)	34,236 (6.29%)	406 (0.07%)	56,496 (10.38%)	54,911 (10.09%)	2,026 (0.37%)	4,726 (0.87%)
2023	182,624 (33.07%)	217,806 (39.44%)	36,517 (6.61%)	279 (0.05%)	44,499 (8.06%)	63,910 (11.57%)	2,026 (0.37%)	4,553 (0.82%)
2024	183,082 (32.67%)	204,617 (36.51%)	46,418 (8.28%)	169 (0.03%)	45,159 (8.06%)	74,384 (13.27%)	2,026 (0.36%)	4,590 (0.82%)
2025	191,400 (33.65%)	193,327 (33.99%)	44,021 (7.74%)	51 (0.01%)	46,868 (8.24%)	86,575 (15.22%)	2,026 (0.36%)	4,519 (0.79%)

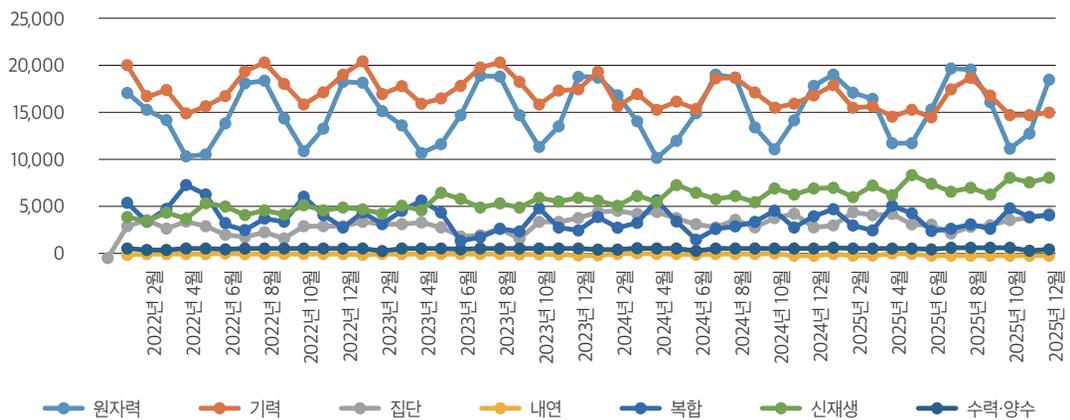
그림 2 월별 발전량 전망(운영발전계획 기준)

(단위: GWh)

발전단 기준



송전단 기준



● 원자력 ● 기력 ● 집단 ● 내연 ● 복합 ● 신재생 ● 수력 양수

위의 [그림 2]는 운영발전계획의 월별 발전단 및 송전단 발전량 전망결과를 나타낸 것이다. 주기적 계절성을 가지면서 기력과 원자력이 많은 발전량 비중을 차지하고 있으며, 신재생에너지 비중이 지속 증가하여 2024년 상반기 이후부터는 복합 발전량보다 지속하여 상회하는 것으로 나타났다.

다음 <표 11>과 <표 12>는 연료별로 분류한 발전량 전망결과를 정리한 것이다. 먼저, <표 11>은 제9차 전력수급기본계획에 근거한 발전기 진입 및 폐지 계획을 반영하여 M-Core 모의 분석을 진행한 결과이다. 신재생에너지 발전량 비중이 2022년부터 2025년까지 5%p 상승하는 것으로 나타났고, 석탄 발전량 비중이 5%p 하락하는 것으로 나타났다. 그 외 발전량은 2025년까지 큰 변화가 없는 것으로 전망되었다. 발전량 비중에서 2025년까지 석탄과 원자력이 전체 발전량에서 약 70%를 차지하는 것으로 나타났다. 특히, 석탄 발전량은 2023년까지 약 40%의 높은 비중을 차지하다가 2024년부터 감소하는 것으로 나타났는데, 2025년에 전체 발전량 중에서 약 34%의 비중을 차지할 것을 전망되었다.

표 11 연도별·연료별 발전량 전망결과: 발전설비 진입폐지 기준

(단위 : GWh)

연도	석탄	원자력	유류	LNG	신재생·수력·양수
2022	214,421 (39.41%)	176,891 (32.51%)	988 (0.18%)	90,150 (16.57%)	61,663 (11.33%)
2023	217,806 (39.44%)	182,624 (33.07%)	988 (0.18%)	80,308 (14.54%)	70,489 (12.76%)
2024	205,761 (36.71%)	183,082 (32.67%)	926 (0.17%)	89,676 (16.00%)	81,000 (14.45%)
2025	195,165 (34.31%)	191,400 (33.65%)	821 (0.14%)	88,280 (15.52%)	93,120 (16.37%)

표 12 연도별·연료별 발전량 전망결과: 석탄발전 감소 기준

(단위 : GWh)

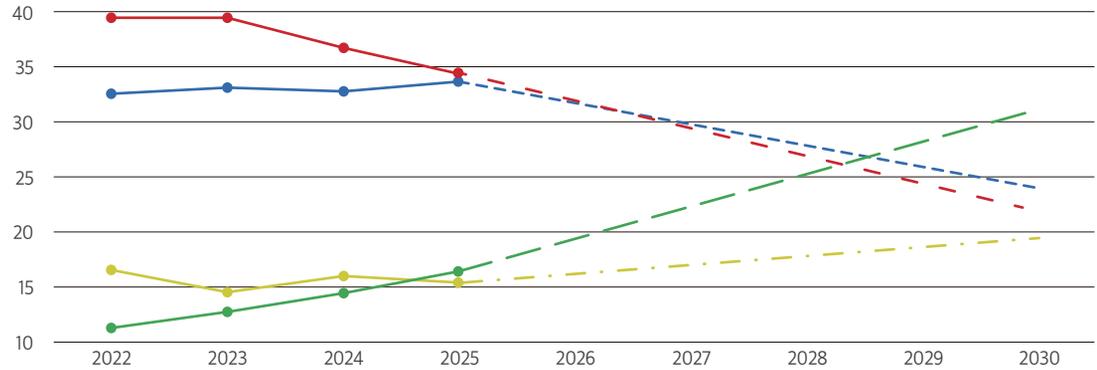
연도	석탄	원자력	유류	LNG	신재생·수력·양수
2022	181,446 (33.35%)	176,674 (32.47%)	1,023 (0.19%)	123,313 (22.66%)	61,663 (11.33%)
2023	176,923 (32.04%)	182,157 (32.99%)	994 (0.18%)	121,664 (22.03%)	70,489 (12.76%)
2024	172,947 (30.86%)	181,987 (32.47%)	936 (0.17%)	123,606 (22.05%)	81,000 (14.45%)
2025	166,620 (29.29%)	190,692 (33.53%)	821 (0.14%)	117,535 (20.66%)	93,120 (16.37%)

<표 12>는 전환 부문 온실가스 감축을 위해 전력시장에 운영될 것으로 예상되는 석탄상한제의 영향을 고려하여 석탄발전의 운영에 제약을 두고, 발전량을 전망한 결과이다.<sup>12)</sup> <표 12>에 나타나있듯이, 석탄 발전량의 비중은 발전설비 운영계획을 고려한 경우보다 5%p 감소하고, 2022년부터 2025년까지 지속하여 감소한다. 석탄 발전량이 감소하는 만큼 LNG 발전량이 증가하는 것으로 나타났다. 즉, 석탄발전 상한제로 인해 석탄 발전기의 운영에 제약을 두게 되면, LNG 발전기가 전력시장의 전력 공급에 추가로 참여하게 되어 SMP는 상대적으로 상승하게 되고, 급전순위에 포함되는 석탄과 원자력 발전기에 대한 보상은 더 증가할 것으로 예상된다.

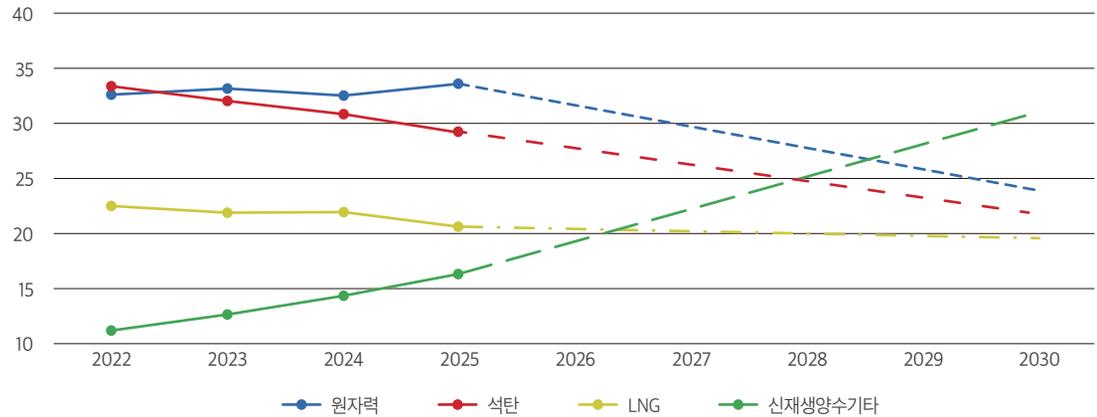
그림 3 연도별 연료별 발전량 비중 전망 및 추세

(단위: GWh)

발전설비진입폐지기준



석탄발전 감소기준



위의 [그림 3]은 2025년까지 연도별 발전량 전망결과에 근거하여 2030 NDC 전환 부문 목표 전월별 비중까지의 추세를 나타낸 것이다. 먼저, 발전설비 진입과 폐지에 근거한 전망결과를 보면, 2025년 이후 석탄 발전량은 이전보다 약 2배 정도의 속도로 감소해야 2030 NDC 목표에 도달하는 것으로 나타났다. 구체적으로 석탄 발전량 비중은 2022년부터 2025년까지 연평균 약 4.5% 감소하고, 이후 2026년부터 연평균

12) 석탄발전 상한제에 대한 구체적인 내용이 결정되지 않았기 때문에 본고에서는 석탄발전의 비중을 매년 일정 비율로 감소하여 석탄발전 상한제의 영향을 고려하였다.



8.7% 감소하는 것으로 나타났다. 원자력 발전비중은 2025년까지 연평균 약 1.2%만큼 증가하나, 2025년부터 2030년까지 연평균 약 6.6% 하락해야 2030 NDC 목표를 달성할 수 있을 것으로 보인다. 반면, LNG와 신재생에너지 발전비중은 2025년 이후 연평균 4.7%, 13.8%로 각각 증가해야 하는 것으로 나타났다. 2025년까지 석탄 발전기의 운영에 제한을 두는 경우, 석탄 발전비중은 2025년까지 연평균 약 4.2% 감소하다가 2025년 이후에는 연평균 약 5.7%로 줄어들어야 2030 NDC 목표를 달성할 수 있는 것으로 나타났다. 원자력은 2025년 이후 연평균 6.5% 정도 감소해야 하고, LNG는 연평균 1.1% 감소해야만 2030 NDC 전원별 비중에 도달하는 것으로 분석되었다.

발전설비 진입폐지 기준과 석탄발전 제한 기준의 2가지 전망결과에서 유추할 수 있는 점은 2030 NDC에서 제시한 전환 부문의 감축목표를 달성하기 위해서는 석탄과 원자력 발전량을 2025년 이후 이전보다 훨씬 더 빠른 속도로 감소해야 한다는 것이다.<sup>13)</sup> 그리고 석탄과 원자력 발전에서 감소한 발전량은 신재생에너지 발전량의 증가로 모두 상쇄하지 못하고, 일부 발전량은 LNG 발전이 대체한다는 것이다. 다른 연료에 의해 대체되나 2028년까지 석탄과 원자력 발전량은 전체 발전량에서 차지하는 비중이 가장 높으며, 2029년이 되어야 신재생에너지 발전량이 전체 발전량 중 가장 높은 비중을 차지하게 된다는 것을 알 수 있다.

13) 정확하게 말해 2030 NDC의 전환 부문 전원별 발전량 목표 비중을 달성하기 위해 석탄과 원자력의 발전량이 감소해야 한다는 것이며, 석탄과 달리 원자력은 온실가스 감축에 기여할 수 있는 전원으로 국가 정책 기조에 따라 목표 비중이 증가할 가능성도 배제할 수 없다.

표 13 연도별 연료별 발전량 연평균 변화율 전망

구분	연도	원자력	석탄	LNG	신재생에너지
발전설비 진입폐지 기준	2022~2025	1.2%	-4.5%	-2.2%	13.1%
	2025~2030	-6.6%	-8.7%	4.7%	13.8%
석탄발전 감소 기준	2022~2025	1.1%	-4.2%	-3.0%	13.1%
	2025~2030	-6.5%	-5.7%	-1.1%	13.8%

#### 4. 요약 및 시사점

지금까지 보고는 2030 국가 온실가스 감축목표에 따른 연원별 발전량을 전망하였다. 전망기간은 제3기 배출권거래제 하에서 환경급전이 시행되고 있는 2022~2025년까지의 기간으로 전력시장 시뮬레이터 M-Core 모형을 이용하였다. 제9차 전력수급기본계획과 상향된 2030 NDC 목표를 기본전제로 하면서 석탄상한제, 환경급전 등과 같은 전력시장 변화를 부분적으로 반영하여 분석하였다.

M-Core 모의 전망결과에 따르면 2022년부터 2025년까지 석탄 발전량의 비중은 연평균 약 4.5%만큼 지속하여 감소하고, LNG 발전량은 연평균 약 2.2%만큼 감소하는 것으로 나타났다. 반면, 원자력은 2025년까지 연평균 약 1.2%의 증가율로 전원믹스에서 차지하는 비중이 증가하고, 신재생에너지는 연평균 증가율 13.1%만큼 급격하게 높아지는 것으로 나타났다. 그리고 2025년 이후 상향된 NDC의 전환부문 전원믹스 목표를 달성하기 위해서는 원자력은 연평균 6.6%로 즉각적으로 감소하는 추세를 가져야 하며, 석탄 발전은 연평균 8.7%의 감소율을 지속하여야 하는 것으로 나타났다.

반면, LNG는 연평균 4.7%, 신재생에너지는 연평균 13.8% 증가해야 2030 NDC의 전환 부문 감축목표를 달성할 수 있는 것으로 나타났다. 다시 말해, 원자력과 석탄 발전 비중은 2025년까지 국가 온실가스 감축 목표에 근거할 때 예상보다 빠르게 감소하지 않지만, 2026년 이후에 본격적으로 감소해야 하는 것으로 분석되었다.

2026년 이후의 석탄과 원자력 발전의 급격한 감소는 LNG와 신재생에너지 발전의 증가로 대체하게 될 것으로 전망된다. 특히, LNG 발전의 비중은 석탄발전 상한제와 같이 석탄 발전 운영에 제약을 둘 경우, 2030년까지 전체 전원믹스에서 약 20% 이상의 비중을 꾸준히 차지할 것으로 전망된다. 따라서, 전력시장에 결정되는 SMP는 LNG 발전기의 비용에 의해 결정될 가능성이 높으며 결국 유가충격이 SMP 변동성에 미치는 영향은 더 확대될 것으로 보인다. 현재 전력판매가격이 낮은 수준에서 고정적인 상황에서 국제 유가가 급등하면 한국전력공사의 손실이 지속하여 악화되는 문제는 앞으로도 국가 온실가스 감축목표를 달성하는 과정에서 제도적 보완 없이 해결하기 어려울 것이며 전력판매가격 상승에 대한 논쟁이 더 일어날 것으로 예상된다.

2022년 5월에 새롭게 출범하는 정부는 에너지정책에 변화를 가져갈 것으로 전망된다. 탄소중립 달성이라는 큰 목표는 여전히 유지하겠지만 원자력 발전의 역할이 더 높아질 것으로 전망된다. 즉, 원자력 발전 비중을 높이고, 석탄과 LNG 발전을 폐지 및 감축하는 내용을 제10차 전력수급기본계획에 반영할 것으로 알려져 있다.<sup>14)</sup> 이 경우, LNG 발전량 비중은 감소하고 LNG 발전기 중에서 상대적으로 발전비용이 낮은 저단가, 고효율 LNG 발전기만이 전력시장의 급전순위에 포함될 것으로 보여 유가충격이 전력시장에 미치는 영향이 상대적으로 감소할 것으로 예상된다. 에너지정책의 새 기조가 결정되면 본고와 같은 전력시장 모의 전망을 통해 전력시장의 변화를 분석하고, 에너지정책 목표 달성을 위한 제도개선 방안이나 정책 수립을 위한 시사점을 다시 도출할 수 있을 것으로 기대한다.<sup>15)</sup>

14) “탄소중립 달성 이행방안 대수술, 원전비중 높은 에너지믹스 제시”, 세계일보, 2022. 3. 25.(<http://www.segye.com/newsView/20220325513027?OutUrl=naver>, 검색일: 2022. 3. 25)

15) 반복하여 언급한 것처럼 본고의 분석과 전망은 확정 발표된 국가 에너지계획과 온실가스 감축목표에 근거하였고, 전환 부문의 목표에 대한 적절성을 평가하거나 새로운 전원믹스 수준을 제시한 것은 아니다.

참고문헌

국내 문헌

- 산업통상자원부, “제9차 전력수급기본계획(2020~2034)”, 2020.12.
- 산업통상자원부, “제5차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획, 2020.12.
- 관계부처 합동, “2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안”, 2021.10.  
(<https://www.opm.go.kr/flexer/view.do?ftype=pdf&attachNo=110541>)

웹사이트

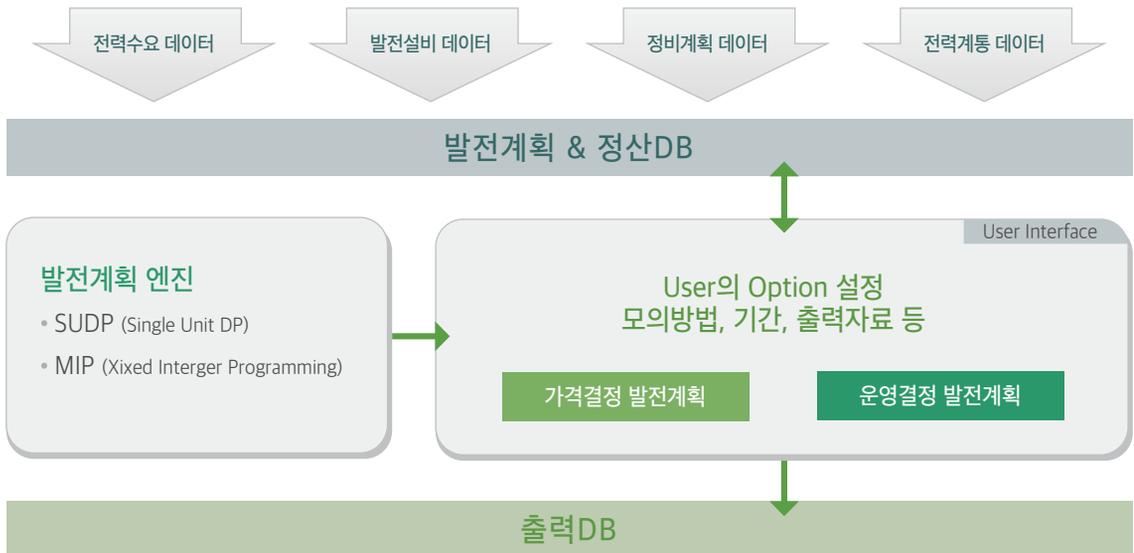
- 세계일보, “탄소중립 달성 이행방안 대수술, 원전비중 높은 에너지믹스 제시”, 2022.3.25.  
(<http://www.segye.com/newsView/20220325513027?OutUrl=naver>, 검색일: 2022.3.25.)
- [https://www.mofa.go.kr/www/brd/m\\_4080/view.do?seq=371966](https://www.mofa.go.kr/www/brd/m_4080/view.do?seq=371966), 검색일: 2022.3.25.
- <https://www.edaily.co.kr/news/read?newsId=03430886629248672&mediaCodeNo=257>, 검색일: 2022.3.25.
- <https://www.energy-news.co.kr/news/articleView.html?idxno=79239>, 검색일: 2022.3.25.

M-Core는 ‘(주)장인의 공간’에서 개발한 전력시장 시뮬레이터로써 실제 일일 전력계통 운영에 사용되는 대부분의 변수를 반영할 수 있으면서도 SUDP 알고리즘을 사용하여 적절한 연산 속도를 확보한 것이 특징이다. 입력 가능한 변수 중 대표적인 것은 다음과 같다.

표 14 M-Core 입력변수

구분	주요 변수
시간대별 변수	• 전력수요, 발전기별 공급가능용량, 열제약 패턴, TLF, 신재생 발전패턴
월별 변수	• 발전기별 열량단가, 전원별 정산조정계수
고정 변수	• 발전기 기술특성: 최대/최소용량, 열소비특성계수, 사용 연료, 기동비용, 증감발률, 최소정지시간, 최소운전시간 등

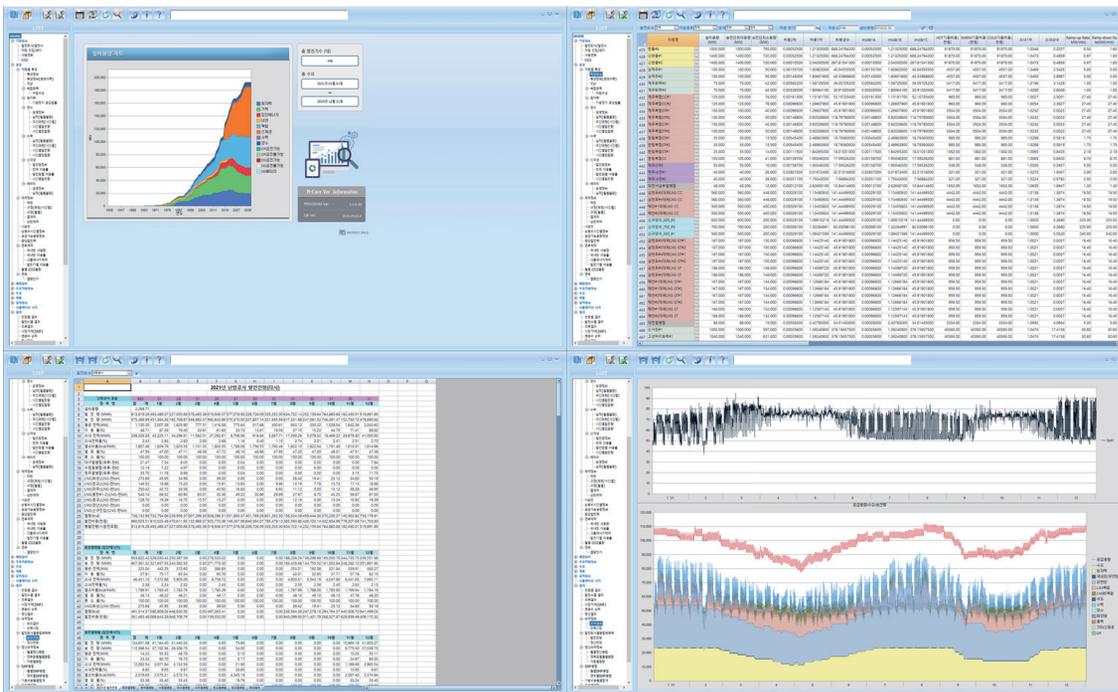
그림 4 M-Core 구조도



M-Core에서 발전계획 분석 시 반영할 수 있는 기능은 다음과 같다.

- 3지역으로 구분하여 송전혼잡 반영 가능
- 순동예비력 반영 가능
- 연료제약 처리 가능
- 열제약, 하한 출력제약 가능
- 경제 양수 가능
- 발전기 예방정비 반영
- CBP시장의 SMP 및 한계비용 산정
- 정산 기능 수행
- 일반 수요 입찰(demand curve)이 반영되어 최적화 수행
- 수요감축자원(Demand Response)이 반영되어 최적화 수행
- CO2 가격 반영 가능
- CO2 배출량 산출 및 배출량 제약 가능
- 지역별 송전제약을 반영 가능

그림 5 M-Core 전력시장 분석 시뮬레이터 예



시뮬레이션의 결과로 데이터는 시간별로 산출되며, 사용자 설정에 따라 시간별, 일별, 월별, 연도별로 조회할 수 있다. 조회 가능 항목으로는 발전량, 송전량, 발전비용, 연료사용량, 이용률, 요소별 전력시장 정산금, 온실가스 배출량 등을 발전기별로 확인할 수 있다. 또한 전력시장 분석을 전원별 결과, 조류결과, 계통한계가격(SMP), 월별 발전기 변동비 순위, 발전기별 열량단가 등의 정보를 확인할 수 있다.