

전력부문 탈탄소화를 위한

전력수급기본계획 대안 시나리오 연구

김자현 PLANiT 선임연구원, 홍상현 PLANiT 공동대표

GREENPEACE

KOREA
BEYOND FOSSIL FUELS

PLANiT

• 결과 요약

본 연구는 제11차 전력수급기본계획(이하 "11차 전기본")의 대안 시나리오를 제시하고, 최소한의 정책적 제약이 적용된 상태에서 출발해 여러 조건을 하나씩 더해가는 구조를 취했다. 이를 통해 어떤 정책적 제약에 따라 온실가스 배출량이 어떻게 달라지는지를 분석하고, 전력부문 탈탄소화를 실제로 견인하는 요인을 탐색하고자 했다.

핵심 결과는 다음과 같다. 정책적 규제 없이 11차 전기본 설비 계획을 이행하는 시나리오 (**최소제약 시나리오**)에서는 2038년 전력부문 온실가스 배출량이 약 119 MtCO₂e 로, 11차 전기본 상 총 배출량 목표 (83 MtCO₂e)를 약 43% 상회했다. 즉, 특별한 정책적 규제 없이 11차 전기본의 설비계획만을 이행하는 조건에서는 11차 전기본 상의 NDC 배출경로조차 달성하기 어려울 수 있음을 확인했다.

여기에 총 배출량 상한을 NDC 상향안 수준으로 제한하자 (**NDC 시나리오**) 석탄과 가스발전 사이의 역할이 역전되어 석탄은 사실상 퇴출되고, 가스발전은 일부 확대되나 재생에너지가 전체 발전비중 약 33% 가량을 차지하며 주력전원으로 부상했다. 그러나 노후 석탄설비에 한해 가스가 아닌 재생에너지로 전환하는 시나리오 (**부분전환 시나리오**)에서는 정책적 규제 수준과 무관하게 온실가스 감축효과가 매우 미미해 (약 4% 감소) 모든 석탄발전의 획기적 감축이 필요함을 시사한다. 한편 모든 석탄발전을 물리적으로 퇴출하고 신규 가스발전을 규제하는 **탈석탄 시나리오**에서는 별도의 상한 없이도 배출량이 약 37 MtCO₂e로 NDC 상향안 목표(56 MtCO₂e) 보다 크게 낮은 수준으로 떨어질 수 있었다. 이는 탈석탄과 신규 가스발전 규제의 병행이 독립적인 감축 수단으로 작동할 수 있음을 시사한다.

한편, 이에 더해 수도권에 집중되어 있던 전력수요 중 일부인 약 60 TWh 를 호남권으로 분산한다고 가정한 시나리오 (**분산 탈석탄 시나리오**) 상에서는 지역 간 송전량이 70% 이상 완화될 수 있었다.

이러한 대안 시나리오를 바탕으로 총 시스템 비용을 분석한 결과 현행 전력시장 정산구조는 재생에너지 확대에 의한 비용구조의 변화가 반영되기 어려울 수 있으며, 탄소가격 부과는 탈석탄과 재생에너지 확대와 결합할 때 실질적 감축 수단으로 작동함을 확인할 수 있었다. 마지막으로 메가프로젝트의 대규모 신규수요를 추가하면서 가스발전 이용률 제약을 해제한 경우, 재생에너지 확대만으로 신규수요가 충당되지 않았고 기존 가스발전의 가동이 크게 증가했다. 메가프로젝트 30GW 신규수요 시 가스발전량은 기존 탈석탄 시나리오의 약 44TWh에서 약 224TWh로 증가했다.

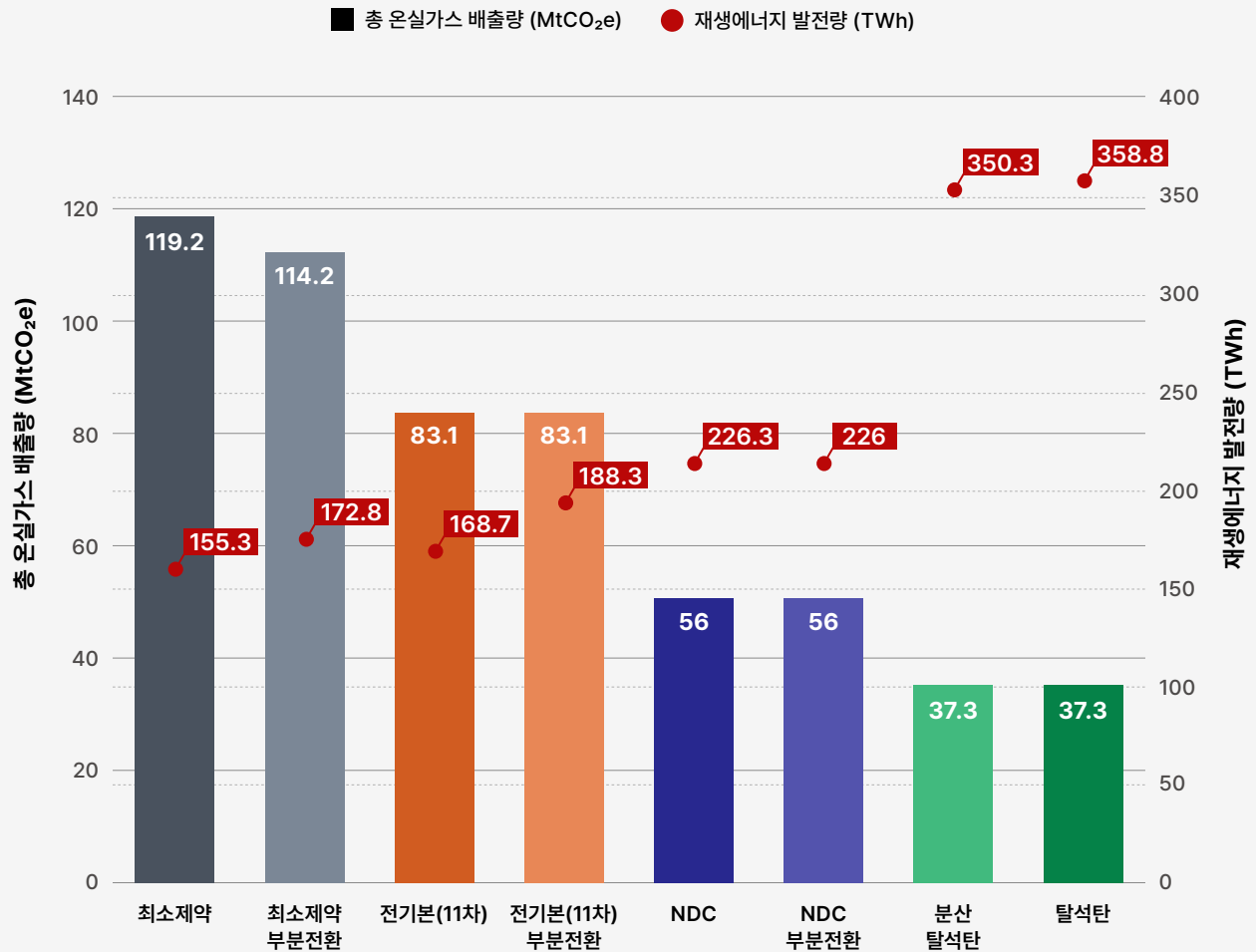
• 결과 요약

표 1. 시나리오별 연료원별 결과 요약표

시나리오	구분	원전	석탄	가스	태양광	풍력	기타	총배출량(MtCO ₂ e)
최소제약	용량(GW)	35.2	21.5	67.9	76.2	40.6	10	119.2
	발전량(TWh)	261.7	94.1	132.7	66.2	89.1	32.5	
	비중(%)	39	14	20	10	13	5	
최소제약 부분전환	용량(GW)	35.2	21.5	53.4	86.4	45	10	114.2
	발전량(TWh)	261.7	94.1	117	74.6	98.2	31.7	
	비중(%)	39	14	17	11	14.5	5	
전기본(11차)	용량(GW)	35.2	21.5	67.9	76.2	40.6	10	83.1
	발전량(TWh)	261.7	31.3	200	78.3	90.4	15.7	
	비중(%)	39	5	30	12	13	2	
전기본(11차) 부분전환	용량(GW)	35.2	21.5	53.4	86.4	45	10	83.1
	발전량(TWh)	261.7	44.9	167.4	87.7	100.6	16.2	
	비중(%)	39	7	25	13	15	2	
NDC	용량(GW)	35.2	21.5	67.9	119.1	40.8	10	56
	발전량(TWh)	261.7	0.1	193.4	135.3	91	9.4	
	비중(%)	38	0	28	20	13	1	
NDC 부분전환	용량(GW)	35.2	21.5	53.4	111.4	45.2	10	56
	발전량(TWh)	261.7	1.6	189.2	124.3	101.7	9.3	
	비중(%)	38	0	28	18	15	1	
탈석탄	용량(GW)	35.2	0	33.1	187.6	61.1	10	37.3
	발전량(TWh)	261.7	0	43.5	218.9	139.9	38.6	
	비중(%)	37	0	6	31	20	6	
분산 탈석탄	용량(GW)	35.2	0	33.1	183.9	58.1	10	37.3
	발전량(TWh)	261.7	0	43.5	217.7	132.6	38.5	
	비중(%)	38	0	6	31	19	7	

• 결과 요약

그림 1. 시나리오별 재생에너지 발전량 및 총 온실가스 배출량 비교 (이중축 혼합 차트)



• 목차

요약	02
목차	05
배경	06
전력수급기본계획	06
시나리오 기반 전력 계획의 필요성	07
연구 목적 및 시나리오 구성	08
분석 방법론 및 주요 가정	09
시나리오 분석 결과	10
최소제약 시나리오: 정책적 제약 없는 설비계획 이행, NDC 달성 어렵게 할 수 있어	10
전기분 시나리오 vs NDC 상향안 시나리오: 온실가스 배출량 상한, 화력발전의 역할 재정의	11
탈석탄 시나리오: 탈석탄 · 신규 가스발전 규제, 11차 전기분 대비 절반 수준까지 감축	13
부분전환 시나리오: 노후 석탄 대체 가스 발전소의 재생에너지 전환만으로는 온실가스 감축효과 제한적	15
분산 시나리오: 수요 분산, 지역 간 송전 부담을 완화	17
재생에너지 확대에 따른 비용구조 변화, 현행 정산단가 기준에서는 충분히 드러나지 않을 수 있어	18
탄소가격, 화석연료 간 급전 우선순위 결정	18
메가프로젝트와 온실가스 감축목표의 양립 조건	19
정책 제언	21
석탄발전 퇴출과 재생에너지 확대 동시 추진	21
가스발전 역할 재정의 및 신규 가스발전 최소화	21
비수도권으로의 전력수요 분산 병행	22
전력시장 정산구조 및 탄소가격 신호의 정합성 강화	22
Appendix 방법론	23



• 전력수급기본계획

전력수급기본계획(이하 "전기분")은 향후 15년간의 전력 수요를 전망하고 이에 기반하여 발전설비 구성을 결정하는 국가 핵심 에너지 계획이다. 전기분의 방법론은 다양한 분과의 의견을 모아 경제성장 및 산업 경쟁력 확대를 전제로 하는 전력수요 예측을 바탕으로 대규모 설비 투자의 방향과 시점을 하향식으로 결정하며, 이러한 접근은 전력 시스템이 비교적 안정적이고 예측 가능한 환경에서 운용되던 시기에는 합리성을 지녔다.

그러나 전력 시스템을 둘러싼 환경은 공급과 수요 양측에서 근본적으로 변화하고 있다. 공급 측면에서는 태양광·풍력을 중심으로 한 재생에너지가 주력 전원으로 부상하면서, 소수의 대형 발전소에 발전이 집중되던 구조에서 다수의 소규모 분산 자원이 공존하는 구조로의 이행이 가속화되고 있다. 또한 수요 측면에서도 대규모 데이터센터와 반도체 산업단지 확대 및 기존 제철 및 석유화학 산업 등의 전력화 필요성 등 단순 경제성장을 기준으로 전력수요를 예측하는 방법론이 한계를 보이고 있다.

최근 논의되고 있는 대규모 신규 수요, 이른바 '3대 메가프로젝트'는 이러한 한계를 단적으로 보여준다. 대규모 수요를 수반하는 프로젝트가 제기되면서, 제11차 전기분이 전제한 수요 전망과 그에 기반한 설비 계획 전반의 정합성이 재검토 대상이 되고 있다. 이는 상이한 수요 시나리오에 유연하게 대응하기 어려운 현행 단일 계획 체계의 구조적 한계를 보여주는 사례이며, 복수의 전제 조건을 병렬적으로 검토하는 시나리오 기반 계획 방식의 필요성을 제기한다. 이러한 한계를 고려하여 현재 수립 중인 12차 전력수급기본계획 (이하 "12차 전기분")에서는 NDC 달성 수준을 기준으로 두 개의 복수 시나리오 (기존 시나리오, 상향 시나리오) 수요 전망을 일부 공개하였다. 단일 계획 체계에서 벗어나고자 한 것은 고무적이나, 여전히 공급과 수요의 경직성은 유지된 채 총 온실가스 배출량만을 기준으로 매우 제한적인 시나리오만을 검토하고 있다는 점에서 여전히 다양한 시나리오 기반 전력 계획의 필요성은 남아있다.

• 시나리오 기반 전력 계획의 필요성

주요국들은 이미 이러한 문제를 인식하고 복수 시나리오 기반의 전력 계획으로 전환한 지 오래다. 한국의 전력거래소 격인 영국의 National Grid ESO가 매년 발간하는 Future Energy Scenarios(FES)^[1]는 그 대표적 사례다. FES는 수백 명의 전문가 및 이해관계자와의 광범위한 협의를 거쳐 복수의 에너지 전환 경로를 제시하며, 탄소중립 달성에 필요한 정책과 기술의 조합을 사회적으로 논의하는 공론장 역할을 한다. 단순히 수치를 예측하는 데 그치지 않고, 각 시나리오가 소비자·산업·에너지 시스템 전반에 어떤 함의를 갖는지를 투명하게 공개함으로써, 정부와 기업, 시민사회가 동일한 정보 기반 위에서 에너지 미래를 논의할 수 있도록 설계되어 있다.

호주의 전력시장운영기관(AEMO) 역시 격년 주기로 Integrated System Plan(ISP)^[2]을 발간하며, 복수의 미래 시나리오를 전제로 2050년까지의 전력량 전환 경로를 제시한다. ISP는 방법론, 전제 조건, 모델링 결과를 모두 공개하며, 1,400명 이상의 이해관계자를 대상으로 한 광범위한 공개 협의를 통해 계획의 투명성과 사회적 수용성을 동시에 확보한다.

독일 또한 전력계통운영자가 수립하고, 전력당국이 함께 검토하는 전력망 발전 계획 (Netzentwicklungsplan, NEP)^[3]을 통해 복수의 시나리오 하에서 송전망 투자 경로를 검토하고, 이를 공개 협의 절차에 부친다. 이처럼 에너지 전환의 선도국들은 단일한 미래를 선언하는 대신, 다양한 전제 하의 복수 시나리오를 제시하고 사회적 토론을 통해 미래 전력시스템의 청사진을 함께 합의해 나가는 방식을 정착시켜 왔다.

이에 본 연구는 제11차 전력수급기본계획(이하 "11차 전기본")의 대안 시나리오를 제시하고, 공급과 수요 양측의 다양한 전제에 따라 한국의 미래 전력시스템이 어떻게 달라지는지를 체계적으로 탐색한다. 11차 전기본이 상정하는 단일한 미래 대신, 재생에너지 보급 속도·전력수요 전망·발전원 구성 등 핵심 변수에 대한 여러 가정을 조합하여 복수의 대안 경로를 제시함으로써, 한국 에너지 전환의 가능성과 과제를 입체적으로 조명하고자 한다. 나아가 본 연구는 시민사회의 시도로서, 향후 공개될 제12차 전기본 및 이후 계획의 수립 과정에 새로운 접근 방식을 제안하는 것을 목적으로 한다.

아울러 본 연구는 분석에 활용한 모델의 구조와 주요 설정, 시나리오별 전제 조건, 모델링 결과를 투명하게 공개한다. 이를 통해 정부·시민사회·전문가 집단이 동일한 정보와 근거를 바탕으로 NDC 상향안과 탄소중립 목표에 부합하는 전력시스템의 방향을 논의할 수 있는 출발점을 마련하고자 한다. 본 분석은 특정 시나리오의 절대적 우위나 실현 가능성을 단정하기보다는, 정책 및 시장 구조에 관한 상이한 가정이 전력시스템 결과에 어떠한 차이를 발생시키는지를 객관적으로 비교하는 데 초점을 맞추었다. 이를 통해 향후 전력시스템 전환 방향에 관한 사회적 논의와 합의의 토대를 제공하는 데 있다.

[1] <https://www.neso.energy/publications/future-energy-scenarios-fes>

[2] <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp>

[3] <https://www.netzentwicklungsplan.de/>

• 연구 목적 및 시나리오 구성

본 연구의 목적은 11차 전기본에서 제시된 단일 목표 뿐 아니라 정책적 환경 변화에 따라 어떤 시나리오들이 존재할 수 있는지 탐색하고자 함이다. 또한 특정 정책적 제약을 적용한 시나리오의 결과와 NDC 배출경로 간의 정합성을 확인하고자 한다.

이를 위해 본 연구는 여러 시나리오를 상호 독립적인 대안들의 목록으로 나열하는 것을 지양하고자 했다. 대신 최소한의 규제만 존재하는 상태를 출발점으로 삼아 여러 상호 연관된 제약들이 단계적으로 더해지는 연쇄 구조를 구성했다. 즉, 최소제약 상태에서 출발해, 한 번에 하나씩 정책적 변화를 가정한 제약을 더하거나 대상을 바꾸어 제약의 영향을 확인했다. 이러한 시나리오 구성방식을 통해 제시하는 질문은 두 가지다. 앞선 시나리오 대비 무엇이 달라졌는가, 그리고 그 변화를 만들어낸 제약은 실제 정책·규제 상으로는 어떻게 해석될 수 있는가이다. 이때 온실가스 배출량이라는 에너지 전환의 핵심 지표가 어떻게 변화하는지를 추적하다 보면, 전력부문 탈탄소화를 실제로 견인하는 요인과 그렇지 않은 요인이 무엇인지 확인할 수 있을 것으로 기대한다.

그림 2. 주요 시나리오 구성 방식



• 분석 방법론 및 주요 가정

본 분석을 위해 오픈소스 전력시장 분석 프레임워크인 PyPSA를 기반으로 하는 Ragnarok^[4]라는 모델링 플랫폼을 활용하였다. 본 최적화 모델은 총 시스템 비용(total system cost) 최소화로 설정하였으며, 총 시스템 비용 계산을 위한 각 연료원별 한계 비용 (marginal cost)은 2024년 정산단가를 기준으로 하였다. 이때 장기적으로 연료 구성 및 연료비용 변화 혹은 시장구조 변화 등이 정산단가에 직접적인 영향을 미칠 수 있지만, 정산단가의 전망은 본 모형의 연구 범위에 포함되지 않는다.

최적화 목표연도는 2038년(평균, 8,760시간)이며, 발전량은 11차 전기본의 목표수요를 활용하였다. 비 재생에너지 (원자력, 석탄, 가스 등) 의 경우 시나리오에 따라 전기본의 2038년 연료원별 발전량에 따라 이용률의 최대치 제약을 설정하였다. 이러한 이용률 제약은 비용최소화만으로는 설명되지 않는 정책적 결정을 내포하고 있다. 예를 들어, 원자력의 경우 비용최소화만으로 최적화를 진행하면 정산단가가 낮기 때문에 현실적인 이용률의 제한이 없는 경우, 100%의 이용률이라는 비현실적인 전력 생산 결과를 얻게 된다. 또한, 석탄 발전의 경우 환경규제 등의 정책적 제약이 존재함에도 불구하고, 이에 대한 적절한 제약이 포함되지 않아 비현실적으로 높은 발전량을 보여주게 된다. 모형의 배출계수는 전기본이 전제한 석탄 및 가스의 배출 계수를 따랐으며, 수소 및 암모니아 혼소 비율에 따라 연도별로 하락한다고 가정하였다. 둘째, 바이오매스의 발전단 배출계수는 모든 연도를 전기본 상 석탄 배출계수와 동일하게 고정하였다. 이는 목재 연소 시 단위 에너지당 배출이 역청탄보다 오히려 높다는 IPCC 2006 국가 인벤토리 지침^[5]의 기본 배출계수(목재 112 vs 역청탄 94.6 tCO₂/TJ)에 근거하였다. 바이오 연료 종류 및 비중에 대한 정보가 부족함에도 불구하고, 바이오 자체의 발전량 비중이 높지 않아, 전체 결과에는 큰 영향을 미치지 못한다.

전력계통 구성은 KPG193^[6]을 기반으로 하였으며, 11차 송변전설비계획을 참고하여 신규 버스^[7](bus) 및 송전선로(line)를 추가하였다. 계통 내 송전손실률(link loss)은 5%로 가정하였다. 모형 연구를 진행하는 시점을 기준으로, 대한민국의 전력계통 데이터는 공개되어있지 않았기에, 송전망과 관련한 상세 분석에는 한계가 존재한다.

따라서, 본 연구에서의 송전 관련 분석은 지역간 송전량의 상대적 비교로 제한하고 있음을 명시한다. 또한 전력계통 운영과 관련된 세부 데이터 또한 공개되어 있지 않기 때문에 송전 제약, 지역별 공급 제한, 계통 안정성 확보를 위한 운영 조건 등을 충분히 반영하는 데 한계가 있으며, 상당 부분 단순화를 했다는 한계를 지닌다. 본 분석의 목적은 정확한 미래를 '예측'하는 것이 아닌, 다양한 시나리오간의 상대적 '차이'를 분석하고 주어진 데이터의 한계 안에서 다양한 가능성을 탐구하고자 함에 있기에 분석의 숫자는 절대적인 값이라기 보다는 방향성을 나타내는 값으로 이해되어야 한다. 따라서 본 시나리오 연구는 특정 정책 경로가 반드시 이러한 결과로 귀결됨을 의미하지 않으며, 가능성 있는 방향성을 제시하는 참고 자료로 이해될 필요가 있다.

본 연구는 공급 계획과 수요 전망 및 관련 세부 데이터가 모두 확정 및 공개된 11차 전기본을 기준으로 삼았다. 본 연구가 진행되는 시점 기준, 12차 전기본의 경우 수요 전망 수치 일부만이 공개되어 온전한 모형 연구에 활용하는 데 한계가 존재하기 때문이다. 그러나 시나리오 설계에 있어 12차 전기본에서 제시하고 있는 두 가지 시나리오 (기준 시나리오^[8], 상향 시나리오^[9]) 모두 유사하게 반영하고자 했다.

[4] PyPSA 프레임워크를 기반으로 플랜잇에서 자체 개발한 모델링 플랫폼

[5] IPCC 2006 [IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories](#)

[6] 공개자료만을 활용하여 한국 전체 전력계통을 축약한 모델.

G. Song and J. Kim, "KPG 193: A Synthetic Korean Power Grid Test System for Decarbonization Studies," 2024, [arXiv:2411.14756](#).

[7] 송변전설비. 예로 변전소 등이 있다.

[8] 2035 NDC 53% 감축 [9] 2035 NDC 61% 감축

• 시나리오 분석 결과

최소제약 시나리오: 정책적 제약 없는 설비계획 이행, NDC 달성 어렵게 할 수 있어

최소제약 시나리오를 통해 정책적 규제 없이 11차 전기본 설비계획만 이행했을 때, 2038년의 온실가스 배출량이 크게 늘어나는 것을 확인할 수 있었다.

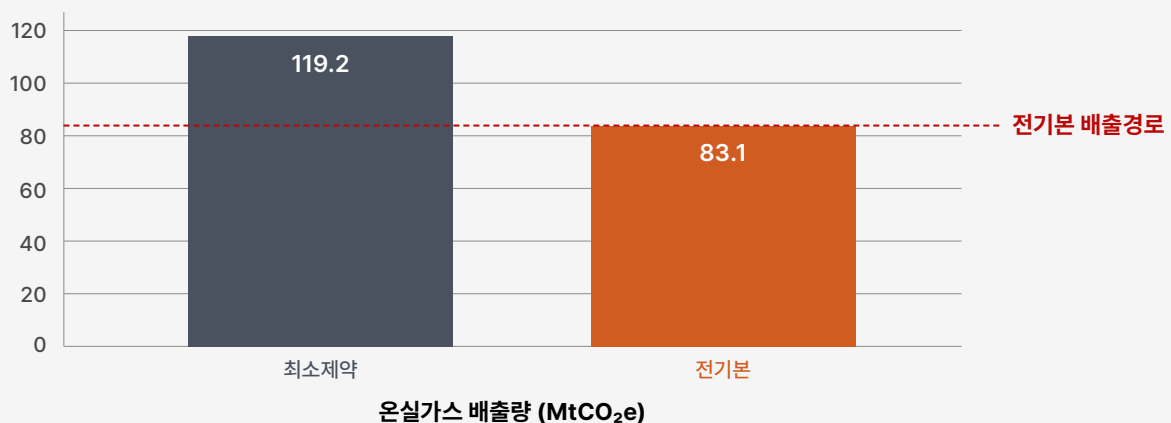
본 시나리오에서는 전기본의 발전량과 전력통계 등을 종합하여 실제 이용률 근사치로 최대 제약을 적용하되(원자력 85%, 석탄발전 50%), 가스발전의 이용률과 온실가스 배출량에는 별도의 상한을 부과하지 않았다. 그 외 발전설비 구성과 전력수요 전망은 11차 전기본을 따랐다. 본 시나리오를 통해 확인하고자 한 것은 전기본의 역할이 용량의 결정에만 그칠 경우의 결과이다. 즉, 전기본을 기반으로 계획된 공급 설비 보급만 이행하고, 해당 설비가 어느 정도 수준으로 운영되는지 제한하지 않았을 때의 결과를 탐색하고자 했다.

분석 결과, 전체 발전량 중 석탄이 약 14%(94 TWh), 가스가 약 20%^[10](133 TWh), 재생에너지(태양광+풍력)가 약 24%(155 TWh)를 차지했다. 온실가스 배출량은 약 119 MtCO₂e로 산정되었으며, 이 중 약 절반 가량(약 61 Mt)이 석탄발전에서 발생했고, 3분의 1 가량(약 38 Mt)은 가스발전에서 발생했다. 이는 11차 전기본이 적용한 NDC 배출경로 (83 MtCO₂e)를 약 43% 가량 벗어나 크게 상회하는 수준이다.

본 시나리오는 설비 계획의 단순 이행만으로는 온실가스 감축목표 실현이 어려울 수 있으며, 배출을 실제로 강제하는 정책·규제 수단이 병행되어야 한다는 것을 시사한다. 특히 배출량의 대부분을 차지하는 석탄발전의 적극적 규제 혹은 배출량 상한 명문화 등이 포함되지 않는다면 NDC 이행이 어려울 수 있음을 의미한다.

또한 이용률 제약이 없는 본 시나리오 상에서 가스발전 비중이 석탄발전보다 높다는 점은 다른 시나리오와의 비교에서 가스 제약이라는 정책적 규제의 역할을 명확히 드러낼 것으로 예상된다. 바꿔 말해, 배출량 또는 화력발전에 대한 정책적 제약이 없다면 11차 전기본의 설비 계획을 그대로 이행하더라도 전력부문 배출량이 NDC 목표에 도달하지 못할 가능성이 있다.

그림 3. 최소제약 vs 전기본 시나리오별 2038년 온실가스 배출량



[10] 이때 가스발전의 이용률을 별도로 제한하지 않아 가스발전 비중이 11차 전기본보다는 소폭 올랐고, 재생에너지 발전비중은 소폭 줄었다. 더불어 본 모델에서 활용한 전력망 모델 특성 상 실제보다 재생에너지 발전량이 과소평가 될 수 있다.

전기본 시나리오 vs NDC 상향안 시나리오: 온실가스 배출량 상한, 화력발전의 역할 재정의

전기본 시나리오와 NDC 시나리오 간 비교를 통해 NDC 상향안 수준의 온실가스 배출량 상한을 적용했을 때, 화력발전의 역할이 재정의됨을 확인할 수 있었다.

전기본 시나리오는 11차 전기본을 모사한 것이다. 앞선 최소제약 시나리오에 전기본에서 제시한 배출량 감축 경로인 83 MtCO₂e (2038년) 상한을 적용한 결과이다^[11]. 그 외 다른 제약 등은 포함되지 않았다. 연료원별 발전량 비중 등 모든 결과는 11차 전기본에서 제시한 전망치와 총량과 방향성 (화석연료 및 재생에너지 비중 등)은 유사하나 석탄-가스 세부 구성에는 차이가 있으며, 그 원인은 아래에 설명된다.

NDC 시나리오는 앞선 최소제약 시나리오에 11차 전기본에서 적용한 감축경로보다 강화된 NDC 상향안 수준의 총 배출량 상한을 부과했다 (2038년 약 56 Mt, 2018년 대비 2035년 61% 감축 목표와 2050년 넷제로의 선형 연결). 단, 설비 구성과 전력수요는 동일하게 11차 전기본과 동일하게 유지한 채 전원 구성을 재최적화했다. 즉, 앞선 최소제약 시나리오 대비 두 가지 다른 수준의 배출 상한만을 새로운 제약으로 추가하여, 온실가스 배출량 규제가 전원 구성에 어떤 변화를 만드는지 관찰하고자 했다.

주목할 점은 NDC 시나리오에서 더 강화된 배출량 상한 제약을 충족하기 위해 기존 발전원의 급전 구성이 어떻게 재편되었는지다. 배출집약도가 가장 높은 바이오에너지와 기타 발전원 뿐 아니라 석탄발전 또한 발전비중 0%에 수렴하는 수준으로 급감했다. 대신 석탄 대비 배출집약도가 낮은 가스발전이 최소제약 시나리오 (약 133 TWh) 와 비교했을 때 45% 대비 크게 증가하였고, 비중 또한 약 20% 가량에서 28%로 늘어나 석탄의 빈 자리를 메운 격이 되었다. 한편 재생에너지도 약 46% 급증하여 전체 발전비중의 약 33% 가량을 차지해 원전 다음으로 가장 높은 비중을 차지하는 주력전원이 되었다.

전기본 시나리오와 비교했을 때에도 유사한 방향성을 보였다. 가스발전으로 인한 배출량 (약 55 MtCO₂e) 은 전기본 시나리오 (약 54 MtCO₂e)와 유사했지만 석탄발전의 배출량은 전기본 시나리오가 약 30 MtCO₂e 에 달했던 것과 비교해 NDC 시나리오에서는 약 1 MtCO₂e 수준으로 매우 낮춤으로써 더 강화된 배출량 제약을 달성했음을 확인했다. 이때 재생에너지 발전량 또한 전기본 시나리오 (약 169 TWh) 대비 약 33% 가량 증가했다. 즉, NDC 상향안 수준의 강력한 배출량 제약 아래에서는 석탄발전의 역할이 사실상 탈석탄 수준으로 축소되고, 가스발전이 그 자리를 대신했으며, 재생에너지는 주력전원으로 발돋움했다.

[11] 11차 전기본은 2035 NDC 상향안이 발표되기 전 공개되어 강화된 온실가스 배출량 목표를 반영하고 있지 않다.

그림 4. 전기본 vs NDC 시나리오별 2038년 연료원별 발전비중

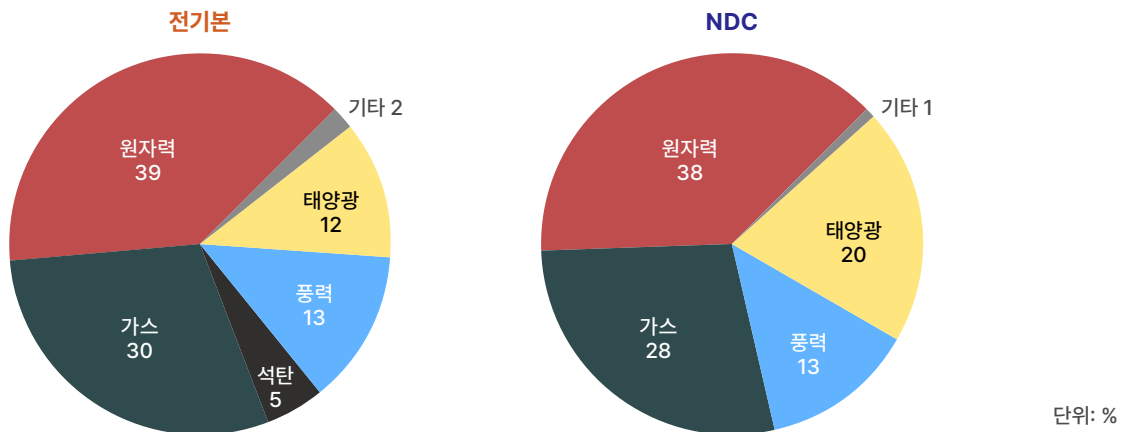
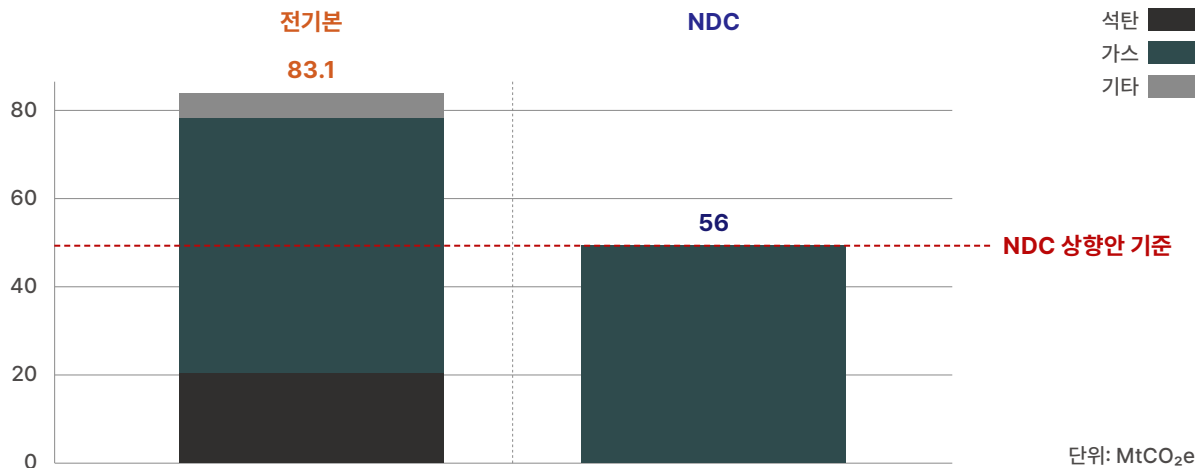


그림 5. 전기본 vs NDC 시나리오별 연료원별 2038년 온실가스 배출량



다시 말해 온실가스 배출량 상한 제약은 기존 발전원의 역할(급전 구성)을 배출 기준으로 재정의함으로써 목표를 달성한다. 총 화력발전의 비중 자체를 줄이기보다, 배출집약도가 높은 전원의 가동을 억제하고 상대적으로 낮은 전원으로 대체하도록 급전 순서를 바꾼 것이다. 이때 배출량 상한은 탈석탄·가스발전 제한·재생에너지 보급 확대·전력시장 및 탄소가격 개편 등 현실의 정책 수단을 대리하는 조건으로 해석된다. 또한 총 배출량을 제한하는 것이 전력망 확충 혹은 신규 투자 지연 등으로 인해 재생에너지 도입이 계획보다 늦어지는 경우에도 재생에너지 보급 확대만큼이나 NDC 달성에 결정적으로 기여할 수 있는 중요한 정책적 도구임을 알 수 있다.

이때 본 시나리오 결과 상 전기본 대비 가스발전의 비중이 거의 변하지 않고, 석탄발전의 비중이 매우 낮아진 것은 전기본과 본 모델 간의 재생에너지 이용률 차이와 더불어 배출량 제약 때문이다. 앞서 설명한 바와 같이 전력망 정보가 불충분하다는 한계와 함께, 현재 모형에서 활용한 2024년의 수요 및 공급의 시간대별 패턴의 상호 작용으로 전기본과는 다른 결과가 발생되었다. 이로 인해 전기본 대비 재생에너지 이용률이 낮게 계산되어 재생에너지가 발전하지 않을 때 필요한 화력발전의 역할이 커졌다. 그러나 총 배출량 상한 제약에 따라 배출계수가 높은 석탄은 거의 퇴출 수준으로 줄었고, 그 자리를 가스가 차지하게 된 것이다. 다만 이러한 차이는 모형의 우열에서 나오는 것이 아닌, 입력 데이터와 가정의 차이에서 발생된 것이며, 이 차이가, 발전원의 역할이 재정의되었다는 분석의 결과를 바꾸지 않는다.

탈석탄 시나리오: 탈석탄 · 신규 가스발전 규제, 11차 전기본 대비 절반 수준까지 감축

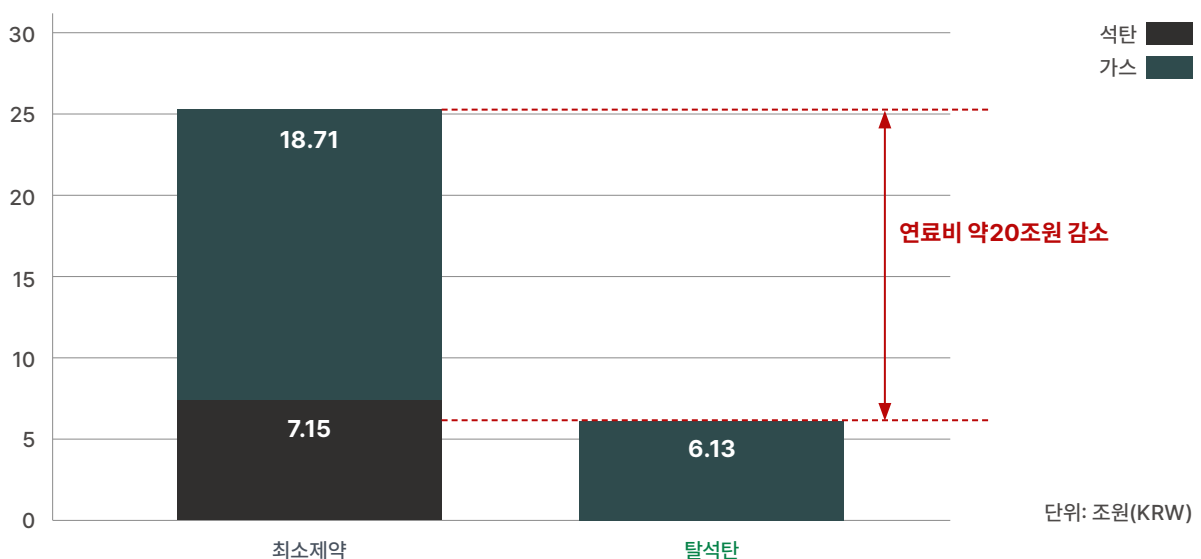
탈석탄 시나리오는 잔존 수명 및 전환 여부와 무관하게 2038년 시점의 모든 석탄발전(약 21GW)에 더해 신규 가스발전을 배제한 조건이다. 본 시나리오는 가스 발전 이용률을 15%로 제한하였으며 배출량 상한 제약을 포함하지 않은 상태에서, 재생에너지의 역할과 배출량 등을 확인하고자 하였다.

이러한 조건 아래에서는 재생에너지 설비용량이 크게 늘어날 수 있었다. 재생에너지는 약 113% (약 132 GW) 늘었고, 석탄발전은 완전히 제거된 가운데 가스발전 설비용량은 최소제약 시나리오 대비 절반 가량 (약 33 GW)으로 줄어들었다. 이때 재생에너지 발전량은 전체 절반 이상인 51% 수준으로 확대되었고, 가스발전은 약 6% (약 44 TWh, 이용률 제약 15%) 수준으로 감소할 수 있음을 확인했다. 이는 석탄과 가스발전 연료비를 연간 약 20조원 절감하는 수준의 효과가 발생하는 수준의 변화이다.

표 2. 발전원별 발전량 감소 및 화석연료 비용 절감 내역

발전원	발전량 감소분	적용 단가	절감 비용
석탄 발전	94.1 TWh	76원/kWh	7.2조원
가스 발전 (LNG)	89.2 TWh	141원/kWh	12.6조원
합계	183.3 TWh	-	19.8조원 (약 20조원)

그림 6. 시나리오별(최소제약 vs 탈석탄) 화석연료 연료비 비교



이때 총 온실가스 배출량은 약 37 MtCO₂e로 나타났다. 이는 11차 전기본 배출경로인 83 MtCO₂e 수준 대비 절반 수준, NDC 상향안 (56 MtCO₂e)과 비교했을 때는 3분의 2 수준으로 크게 하회한 결과다. 때문에 본 시나리오를 통해 배출량 상한 제약 없이 탈석탄과 신규 가스발전 규제 자체가 배출량을 크게 감축한 것으로 추론할 수 있다.

이는 모든 석탄발전의 물리적 퇴출과 강도 높은 신규 가스발전 규제가 동시에 이루어질 경우, 별도의 배출 상한을 부과하지 않더라도 배출량이 11차 전기분에서 계획한 것보다 크게 줄어든 수 있음을 보여준다.

그림 7. 최소제약 vs 탈석탄 시나리오별 연료원별 발전설비 및 발전량

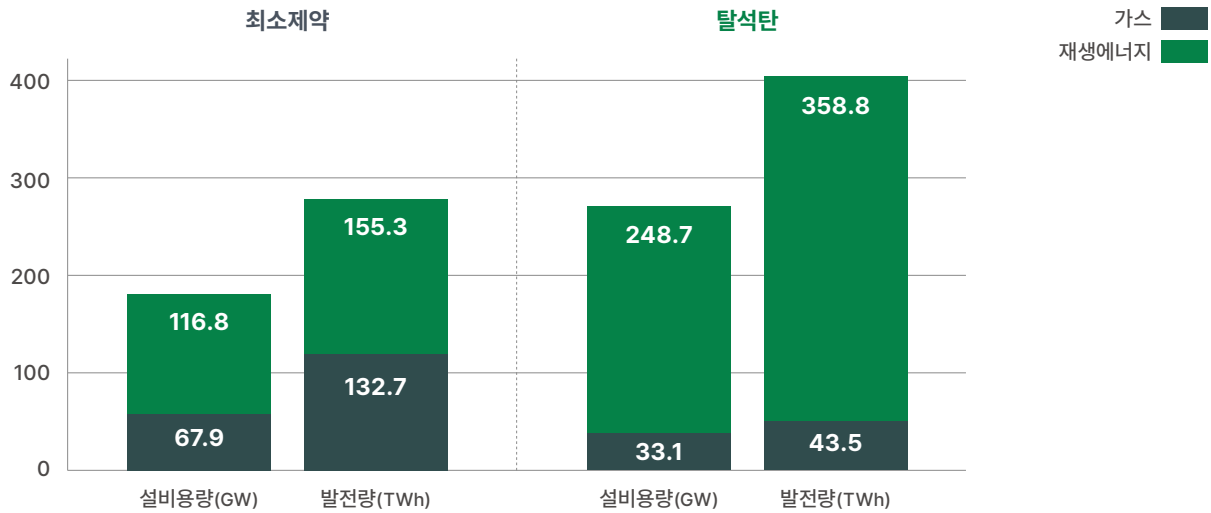
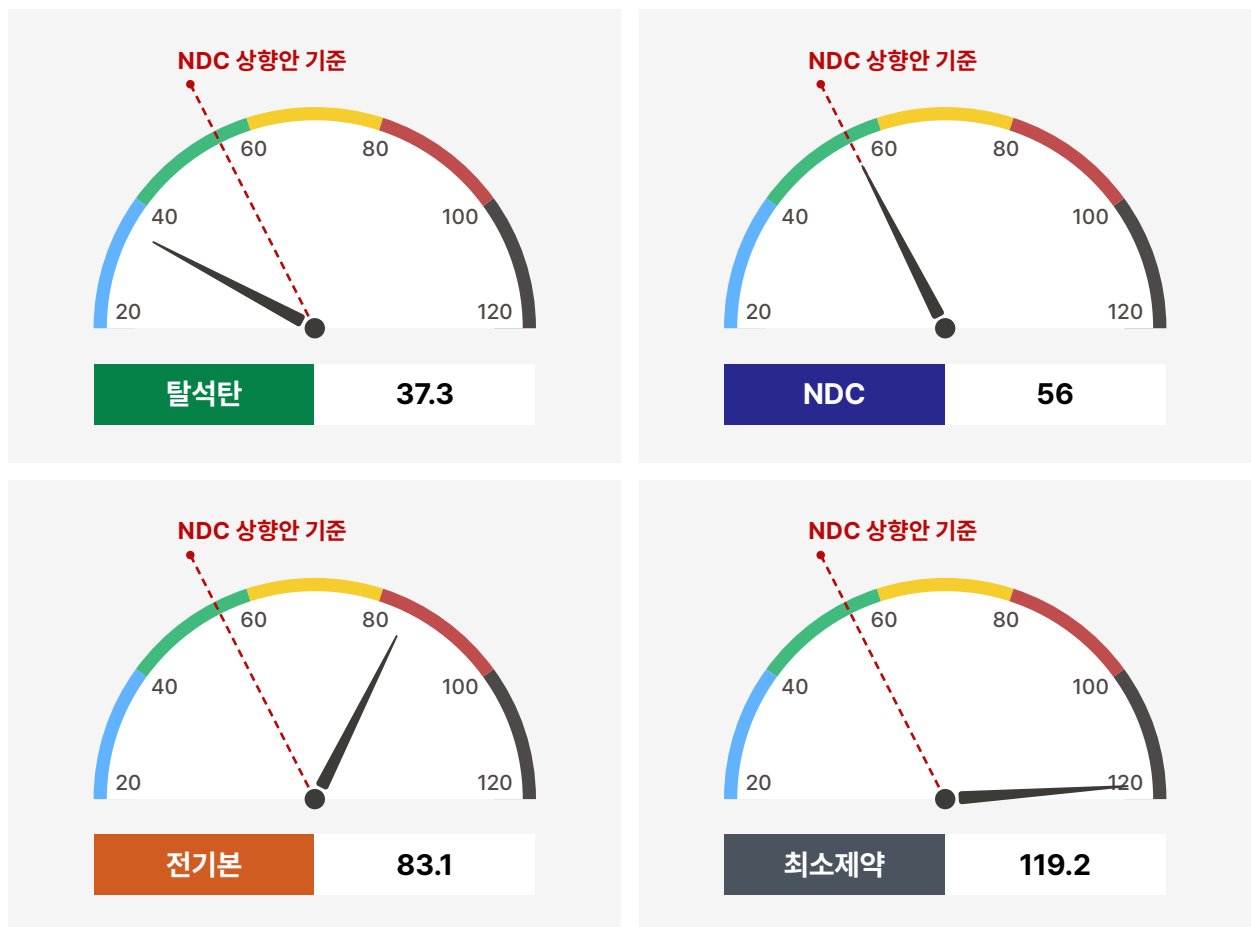


그림 8. 시나리오별 온실가스 배출량



단위: MtCO₂e



부분전환 시나리오:

노후 석탄 대체 가스 발전소의 재생에너지 전환만으로는 온실가스 감축효과 제한적

노후 석탄발전설비만을 재생에너지로 전환하는 경우는 모든 시나리오에 걸쳐 동일하게 온실가스 감축효과가 미미했다.

부분전환 시나리오의 역할은 노후 석탄발전의 재생에너지 전환 효과를 확인하는 것이다. 모든 시나리오 (최소제약, 전기본 시나리오) 상에서 노후 석탄발전설비만을 재생에너지로 전환했고, 이렇게 추가된 시나리오를 (시나리오명) 부분전환 시나리오라 칭한다 (예: 최소제약 부분전환 등). 11차 전기본 설비계획 상 가스로 전환될 예정인 노후 석탄발전설비(약 14 GW)를 가스가 아닌 재생에너지 (태양광 약 10 GW, 풍력 약 4 GW)로 대체한 조건이다. 즉, '석탄→가스' 대신 '석탄→재생에너지'로 전환의 방향만 바꾸었다. NDC 시나리오의 경우, 배출량 제약만 적용해도 석탄발전이 거의 퇴출되는 결과가 도출되었기에 별도로 부분전환의 효과를 확인하지는 않았다.

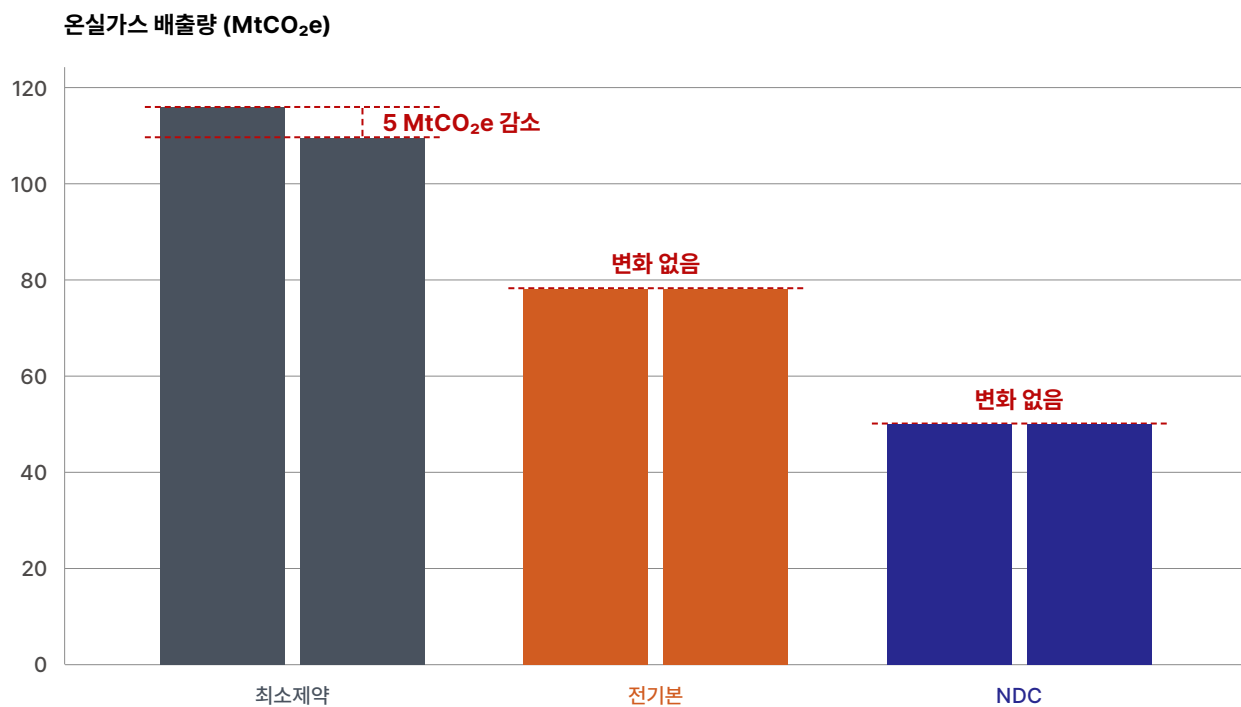
부분전환 시나리오는 (최소제약 부분전환, 전기본 부분전환) 각각의 기존 시나리오 대비 온실가스 배출량 감축효과가 크지 않았다. 이때 모든 부분전환 시나리오의 잔존 석탄발전 용량은 2038년까지 가스발전으로 전환예정인 노후 석탄발전용량을 제외하고, 약 21.5 GW로 동일했다.

최소제약 시나리오(약 119 MtCO₂e)의 경우, 부분전환 후 총 배출량이 약 114 MtCO₂e 가량으로 약 4% (5 MtCO₂e) 줄어드는데 그쳤다. 설비용량의 변화가 발전량의 변화로 이어지지 못한 것이다. 상대적으로 낮은 재생에너지 이용률과 출력제한 등으로 인해, 설비 기준으로는 가스가 줄고, 재생에너지가 늘었지만, 발전량 기준으로는 그 대체가 불완전했다. 재생에너지가 늘어났음에도 발전패턴과 수요 간 차이로 인해 재생에너지 발전량이 부족한 시간대에 재생에너지로 전환된 가스가 아닌 잔존 석탄이 그 공백을 채우기 때문인 것이다.

전기본(약 83 MtCO₂e)과 **NDC 부분전환**(약 56 MtCO₂e) 시나리오 또한 같은 결과를 보였다. 이들 시나리오는 총 배출량의 상한 제약을 적용했기 때문에 부분전환 여부와 무관하게 배출량 자체는 변하지 않았지만, 배출강도^[12] 또한 유지되어 재생에너지로 전환한 유의미한 효과는 발생하지 않았다.

즉, 온실가스 배출량을 실질적으로 감축하기 위해서는 단순 노후 석탄발전만을 재생에너지로 전환하는 것으로는 부족하며, 석탄발전 전체를 획기적으로 줄여야 한다는 시사점을 도출할 수 있다.

그림 9. 부분전환 시나리오 주요 결과



[12] 배출강도(kgCO₂e/MWh)는 전력 1MWh를 생산할 때 발생하는 온실가스 배출량을 의미한다.

분산 시나리오: 수요 분산, 지역 간 송전 부담을 완화

분산 탈석탄 시나리오는 앞선 탈석탄 시나리오와 동일한 공급 조건에 수도권 전력수요 약 60 TWh^[13]를 호남권으로 이전했다. 호남권은 타 지역 대비 재생에너지 설비 비중이 높고 전력수요가 상대적으로 낮은 지역이다.

분석 결과, 지역 간 송전량이 큰 폭으로 감소하였다. 기존 탈석탄 시나리오에서 전라권→충청권 송전량은 약 34 TWh, 충청권→수도권 송전량은 38 TWh 수준이었다. 이는 각각 서울 연간 총 전력수요의 3분의 2 가량에 해당하는 전력량^[14]이다. 그러나 수요를 호남권으로 옮기자 각각 송전량은 약 10 TWh, 6 TWh 수준으로 감소하였다.

그림 10. 탈석탄 vs 분산 탈석탄 시나리오 지역간 송전량 비교



본 시나리오에서는 수도권에 추가될 예정인 대규모 신규 전력 수요 등을 고려하여 60 TWh를 이전했지만, 본 시나리오 수준으로 지역간 송전량을 줄이기 위해 필요한 전력수요의 이전 규모는 단순 부하 조정의 범위를 넘어서므로, 데이터센터·반도체 산업단지 등 대형 신규 수요의 입지를 비수도권으로 유도하는 입지 정책 차원의 접근이 요구된다. 이처럼 수도권에 집중된 신규 전력수요를 비수도권으로 이전하였을 때 지역 간 송전부담이 완화된다는 결과는 지역 간 송전 필요량을 낮출 가능성을 보여주며, 이에 따라 추가 송전설비 필요성을 완화할 수 있는지 후속적인 상세 계통분석이 필요함을 시사한다.

이때 다른 시나리오가 아닌 재생에너지 발전비중이 가장 높은 탈석탄 시나리오를 기준으로 삼은 것 또한 의미가 있다. 화력발전이 크게 줄고, 재생에너지 비중이 절반 이상을 넘긴 탈석탄 시나리오에서 수요까지 비수도권으로 분산할 수 있다면, 지역간 송전량을 절감함과 동시에 신규 수요를 재생에너지로 조달할 수 있는 효과까지 중첩되어 전력부문 탈탄소화를 가속화할 수 있는 기회가 될 수 있는 것이다. 현재 논의되고 있는 대규모 신규 전력 수요가 대부분 반도체 및 데이터센터와 같이 첨단기술산업이라는 점을 고려하면 이들을 비수도권에 유치하고, 동시에 화력발전이 아닌 재생에너지로 수요를 조달하는데 정책적 우선순위를 두었을 때, RE100 과 같은 산업지원 뿐 아니라 수도권 집중형 국가전력망을 분산형 지산지소 전력망으로 전환하는 이중의 효과를 기대할 수 있다.

[13] 공개된 언론 자료 등을 바탕으로 저자 추산

[14] <https://energyinfo.seoul.go.kr/energy/energyConsumption?menu-id=Z111000>

재생에너지 확대에 따른 비용구조 변화, 현행 정산단가 기준에서는 충분히 드러나지 않을 수 있어

모델이 산정한 발전비용(발전원별 정산단가 × 발전량)은 모든 시나리오가 약 76~81조 원으로 산정 되어 시나리오 간 차이가 크지 않았다. 즉, 화석연료에서 재생에너지로의 전환 여부 등 각종 제약에 따른 정산비용 '수준'의 차이는 크지 않았다. 단, 재생에너지의 경우에 재생에너지인증제도 (REC)등을 통한 수입이 정산단가에 반영되어 있지 않음이 고려되어야 한다.

비용 산정 기준을 정산단가에서 순수 연료비로 전환하면 결과가 크게 달라진다. 모든 조건을 동일하게 두고 발전원별 한계비용만 연료비 기준으로 재산정하면(가스 175→141, 석탄 144→76, 원자력 66→6, 태양광·풍력 →0 원/kWh), 재생에너지 비중이 높은 탈석탄 시나리오에서는 연료비가 0원인 재생에너지가 시스템 비용을 결정할 시간이 연간 0시간에서 약 1,164시간으로 급증했는데, 이는 화력발전이 줄어들어 따라 재생에너지가 한계발전기(marginal plant)가 되는 시간대가 그만큼 많다는 뜻이다.

이는 주로 가스발전을 기준으로 하는 현재의 정산단가 구조가 재생에너지 주력전원화에 따른 변화를 충분히 반영하지 못할 수 있음을 뜻한다. 현재 전력도매시장의 정산단가 (SMP, System Marginal Price) 는 해당 시간에 발전하는 발전기 중 가장 발전비용이 높은 한계발전기의 비용에 따라 결정되어 대부분 시간대의 한계비용을 가장 연료비가 비싼 가스발전기가 결정해왔다. 하지만 연료비가 0원인 재생에너지의 비중이 높아진다면 현재와 같이 가장 비싼 발전기의 비용을 시장가격으로 삼는 정산 방식이 더이상 유효하지 않을 수 있다. 동시에 연료비가 사실상 0원인 재생에너지의 상대적 이점을 정산단가에 반영하기 어려워 재생에너지를 주력전원화하고자 하는 정책 목표와 정합하지 않는 전력시장 구조이다.

탄소가격, 화석연료 간 급전 우선순위 결정

가격 신호로서 탄소가격의 효과는 11차 전기본 수준의 배출 상한 (83.1 MtCO₂e)을 적용한 전기본 시나리오에 탄소가격을 톤당 0~20만 원으로 부과해 분석했다. 이때 탄소가격이 오를 수록 배출집약도가 높은 전원부터 순차적으로 급전에서 밀려났다. 즉, 탄소비용이 톤당 5만 원일 때 바이오가, 7.5만 원부터 석탄이 줄기 시작해 10만 원에서 석탄이 완전히 퇴출되었고, 그 공백은 대부분 가스가 메웠다(가스 발전 약 46→148 TWh). 그 결과 배출량은 약 82 MtCO₂e에서 약 43 MtCO₂e로 감소했으나, 톤당 10만 원을 넘어서면 20만 원까지 발전 구성과 배출량이 더 이상 변하지 않았다.

주목할 점은 이 모든 과정에서 재생에너지(태양광+풍력) 발전량이 약 210 TWh로 사실상 고정되었다는 것이다. 재생에너지 설비가 고정된 조건에서 탄소가격은 '무엇을 태우는가'(석탄·바이오 → 가스)를 바꿀 뿐 재생에너지 확대나 가스 자체의 퇴출로는 이어지지 못했다. 즉, 탄소가격은 석탄의 사전적 퇴출 및 재생에너지 설비 확충과 병행될 때에만 실질적 감축 수단으로 작동한다.

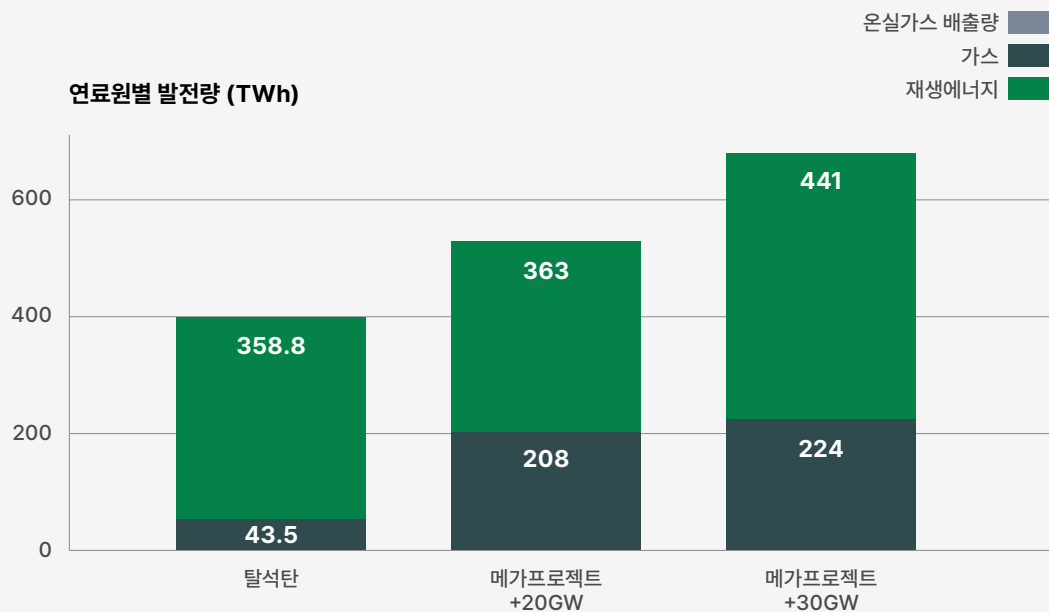
종합하면, 비용 수준 자체는 탈탄소에 큰 영향을 미치지 않는 반면, 비용을 어떤 기준으로 산정하는가와 가격 신호를 어떻게 설계하는가는 발전 구성과 실질적 감축 가능성을 크게 좌우한다.

• 메가프로젝트와 온실가스 감축목표의 양립 조건

본 시나리오는 메가프로젝트^[15]의 대규모 전력수요 충족과 온실가스 감축목표 달성의 양립 여부를 탐색하고자 했다. 본 연구가 진행된 시점을 기준으로 12차 전력수급기본계획 수요분과^[16]에서 전망한 메가프로젝트 관련 수요를 바탕으로 그 규모를 추정했다. 추가 전력수요를 20 GW, 그리고 30 GW^[17]로 나누어 기존 시나리오들에 더했고, 그에 따른 전력믹스와 온실가스 배출량 변화를 분석했다.

분석 결과, 메가프로젝트 수요가 추가될 경우 어떠한 시나리오를 전제하더라도 11차 전기본 배출경로(83 MtCO₂e)를 초과하는 것으로 나타났다. 이에 본 연구는 기존 시나리오 중 배출량이 가장 적었던 탈석탄 시나리오를 대표 기준으로 삼아 분석을 진행했다. 메가프로젝트 수요를 추가한 시나리오에서는 기존 탈석탄 시나리오와 달리 가스발전에 이용률 제약(15% 수준)을 설정하지 않았다. 기존 탈석탄 시나리오와 동일하게 가스발전 이용률을 제한한 채 메가프로젝트 수요를 추가하는 경우, 현재 모델에 반영된 설비 및 계통 조건에서는 수급을 충족하는 해가 도출되지 않았기 때문이다.

그림 11. 메가프로젝트 수요 추가 시나리오 연료원별 발전량 및 온실가스 배출량

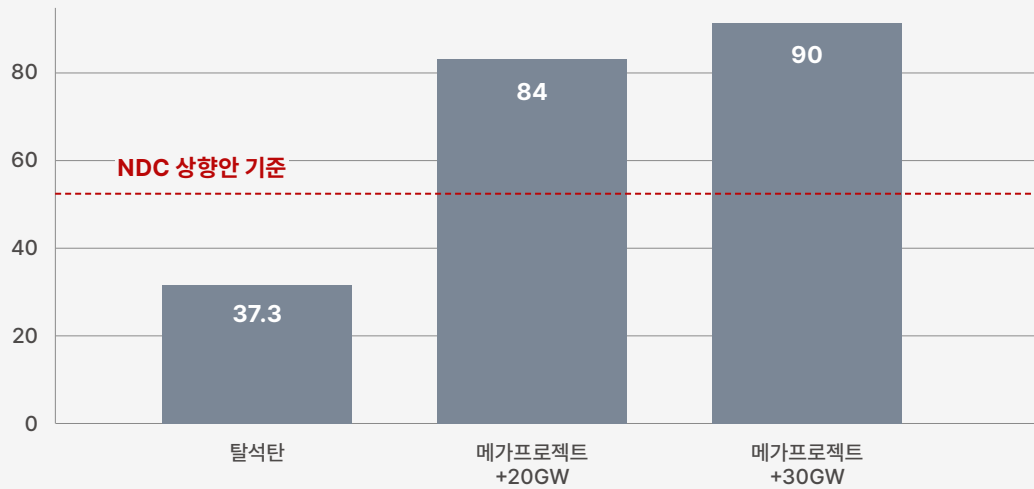


[15] <https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCL8764a1224/155119172/view>

[16] https://www.youtube.com/live/egfHkMqV-HA?si=IESKIdO_gyv46pxX

[17] 제12차 전력수급기본계획 총괄위원회(8.20)가 발표한 메가프로젝트 목표수요 증가분(26.6-26.8GW)을 기준으로, 보수적 수요(20GW)와 상한 수요(30GW)를 각각 적용해 분석함

총 온실가스 배출량 (MtCO₂e)



이 조건에서 재생에너지 설비용량은 수요 증가에 따라 확대되었다. 기존 탈석탄 시나리오(약 249 GW) 대비 20 GW 수요가 추가되었을 때는 약 280 GW로 약 12%, 30 GW가 추가되었을 때는 약 344 GW로 약 38% 증가했다. 재생에너지 발전량은 기존 탈석탄 시나리오 (359 TWh) 대비 20 GW 추가 시 약 363 TWh(약 1% 증가), 30 GW 추가 시 약 441 TWh(약 23% 증가)로 나타났다.

반면, 제약이 해제된 가스 발전량은 기존 탈석탄 시나리오(약 44 TWh) 대비 20 GW 추가 시 약 208 TWh, 30 GW 추가 시 약 224 TWh로 폭증했다. 이에 따라 총 온실가스 배출량 역시 크게 늘어 20 GW 추가 시 84 MtCO₂e, 30 GW 추가 시 약 90 MtCO₂e에 달하며, 이는 현행 NDC 상향안(56 MtCO₂e)을 크게 초과하는 것으로 나타났다.

이는 석탄발전이 부재한 조건에서 메가프로젝트 수요가 더해질 경우, 본 시나리오가 가정한 재생에너지 확대 속도만으로 채워지지 않는 공급분을 가스발전이 상당 부분 담당하게 되며 배출량도 함께 증가함을 의미한다.

이러한 결과는 메가프로젝트로 인한 신규 수요와 가스발전 이용률 제한을 양립시키기 위해서는 이 연구에서 가정한 수준을 넘어서는 재생에너지, 저장장치, 수요측 유연성 자원 또는 계통 확충이 필요할 수 있음을 시사한다. 다만 필요한 추가 자원의 종류와 규모는 이 연구의 분석 범위에 포함되지 않는다.

• 정책 제언

본 11차 전기본 대안 시나리오 분석의 일관된 결론은, 11차 전기본에서 설정한 전력믹스 계획의 산술적 이행 뿐 아니라, NDC 배출경로와 부합하는 효과적인 화력발전 규제 및 적극적인 재생에너지 보급 정책이 병행될 때 비로소 의미 있는 전력부문 탈탄소화가 실현될 수 있다는 것이다. 이를 통해 도출된 정책 제언을 네 가지로 요약한다.

석탄발전 퇴출과 재생에너지 확대 동시 추진

노후 석탄발전설비의 재생에너지 전환만으로는 유의미한 온실가스 감축 효과가 존재하지 않음을 시나리오 분석을 통해 확인했다. 따라서 노후 석탄발전설비 뿐 아니라 기존 석탄발전 전체를 대상으로 한 전면적인 전력믹스 개편이 요구된다. 노후 석탄발전의 가스발전 전환 계획 대신 NDC에 따라 모든 석탄발전의 단계적 퇴출 로드맵을 명문화해야 한다. 이때 재생에너지로의 전환을 전제함과 동시에 수소·암모니아 혼소 등 혼소발전에 대한 의존을 과도기적 수단으로 한정해야 한다. 더불어 재생에너지의 적기 보급을 위한 인허가 규제 개편과 계통 접속 환경 개선을 병행해야 한다. 그래야 퇴출된 석탄의 역할을 또다른 화석연료인 가스가 아닌 재생에너지가 이어받을 수 있다. 재생에너지 확대와 석탄 퇴출은 상호 대체가 아닌 동시 추진 과제다.

가스발전 역할 재정의 및 신규 가스발전 최소화

석탄 퇴출과 함께 가스발전의 가동 수준까지 구조적으로 제한될 때 재생에너지 확대 효과가 극대화된다. 가스발전에 별도의 이용률 제약이 없는 시나리오의 경우, 미래 전력수요가 가스발전으로 충당되어 재생에너지 확대에 이어지지 않았던 반면, 이용률을 제한하면 해당 수요가 재생에너지 중심으로 흡수될 수 있다는 것을 시나리오 분석을 통해 확인했다. 이를 위해서는 현재 가스발전이 한국 전력시장 내에서 차지하고 있는 역할이 재정의 되어야 한다.

흔히 가스발전은 전력 수요 곡선의 최상단 일부를 담당하는 이른바 “첨두발전기 (peaking unit)”로 알려져 있다. 이들은 수요가 급증할 때, 극히 일부만 일시적으로 발전한다는 특성 상 이용률이 낮을 수 밖에 없다. 미국^[18]의 가스발전은 역할에 따라 이용률이 갈린다. 기저·중간부하를 담당하는 복합화력(CCGT)의 이용률은 2022년 기준 약 57%인 반면, 환경 규제 및 분석 목적(EPA·GAO 등)에서 가스발전기를 첨두발전기로 분류할 때 통상 이용률 10~15%를 그 상한선으로 사용하고 있다. 그러나 지난 10년 간 (2015-2024) 국내 가스발전설비의 평균 이용률은 30% 수준을 유지해왔다. 즉, 한국의 가스발전은 단순 첨두부하를 담당하는 역할을 넘어 상당 부분 부하의 중간 부하 영역까지 차지하고 있음을 시사한다.

이러한 환경 속에서 재생에너지를 확대하기 위해서는 현재 가스발전이 담당하고 있는 역할을 진정한 의미의 첨두부하 대응 수준으로 대폭 축소하고, 그마저도 재생에너지와 정합성이 더 높은 수요반응자원 (DR), 가상발전소 (VPP) 와 같은 수급단의 유연성 자원과 역할을 나눌 필요가 있다. 그와 동시에 재생에너지가 계통에서 우선적으로, 더 유연하고 안정적으로 활용되도록 저장장치 보급을 확대하고, 각종 정산구조 및 시장제도 또한 그에 맞게 개편되어야 한다.

[18] <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-72/subpart-A/section-72.2>, <https://www.gao.gov/products/gao-24-106145>

비수도권으로의 전력수요 분산 병행

전력수요를 비수도권으로 분산하는 것은 재생에너지 전환의 실효성을 확보하기 위한 전제 조건이다. 시나리오 분석 결과, 수도권에 집중된 기존의 수급 구조를 유지한 채 재생에너지만 확대하면 지역간 송전 부담이 오히려 심화되었다. 하지만 전력수요 일부를 비수도권으로 이전하면 공급 구조의 전환 없이도 지역간 송전 부담이 완화됨을 확인할 수 있었다. 즉, 수도권 집중형 송전망 추가 건설 계획에 대한 의존도를 낮출 수 있는 시나리오가 존재하는 것이다. 이를 현실화하기 위해서는 데이터센터·반도체 산업단지 등 대형 신규 수요의 입지를 비수도권, 특히 재생에너지 발전비중이 높은 호남권으로 유도하는 계획입지 차원의 정책적 접근이 요구된다.

전력시장 정산구조 및 탄소가격 신호의 정합성 강화

현행 한계비용 기반 SMP 정산방식에서는 재생에너지 확대에 의한 변화가 도매가격에 충분히 반영되지 않을 수 있다. 따라서, 재생에너지의 도입으로 인한 비용 변화가 적용될 수 있도록 시장구조의 개편이 필요하며, 탄소가격을 국제 정합적 수준으로 단계적으로 정상화할 필요가 있다. 다만 탄소가격은 석탄의 사전적 퇴출 및 재생에너지 확대와 결합될 때에만 실질적 감축 수단으로 작동한다.



• Appendix 방법론

분석 프레임워크	본 연구는 예측 모형이 아닌, 시나리오 기반 탐색적 분석(scenario-based exploratory analysis) 방식을 채택한다. 시나리오에 따라 가정(입력값)을 달리하고, 그 결과(발전량·비용·배출량·지역 간 전력흐름)를 비교·분석하는 구조이다.
모델 개요	본 연구는 오픈소스 전력시스템 분석 도구인 PyPSA를 기반으로 PLANiT Institute가 자체 구축한 분석 플랫폼 Ragnarok를 통해 각 시나리오 탐색을 유용하게 한다. 모델과 데이터는 GitHub을 통해 전면 공개되어 분석의 투명성과 재현 가능성을 보장한다.
최적화 모델 목적	본 최적화 모델은 총 시스템 비용(total system cost) 최소화로 설정하였다. 총 시스템 비용은 2024년 연료원별 정산단가를 기준으로 하며, 이는 발전설비의 자본비(CAPEX), 운영·유지비(OPEX), 연료비 등을 포함하고 있다. 추가적으로 탄소가격의 영향을 분석하기 위해서 11차 전기본의 연료원별 배출계수 및 CO ₂ 배출 비용을 포함한다. 분석은 대한민국 원화를 기준으로 하였으며 탄소가격 등 미국 달러를 기반으로 한 값의 경우에 1달러 당 1500원의 환율을 적용하였다.
재생에너지 발전량 프로파일	태양광 및 풍력발전의 시간대별 발전 패턴은 2024년 실제 발전 데이터 ^[19] 를 지역별로 정규화하여 활용하였다. 본 프로파일에는 발전기와 연계되어 있는 ESS의 사용이 반영되어 있다. 따라서 본 연구는 재생에너지 사용이 늘어남에 따라 현재와 같은 수준의 발전기 연계 ESS는 포함되는 것으로 가정하였다.
발전설비 이용률	본 모델은 비용 최소화를 목적으로 하기에, 원전과 석탄 등 정산단가 혹은 연료비용이 낮은 발전원의 이용률을 제한하지 않으면, 현실과 동떨어진 높은 수준의 이용률을 갖게 된다. 따라서, 원전과 석탄 발전의 이용률을 2024년 이용률에 따라서 제한하였다.
CO ₂ 배출계수	발전원별 CO ₂ 배출계수는 제11차 전력수급기본계획을 기준으로 설정하였다. 수소·암모니아 혼소의 경우 연소 단계 배출량을 기준으로 적용하였으며, 연료의 생산·운송 과정에서 발생하는 배출량은 포함하지 않았다. 수소·암모니아의 배출량을 0으로 가정하여 발전량의 혼소 비율에 따라 배출량을 추정하였다.
전력수요	본 연구에서 사용된 전력수요는 기준수요가 아닌 목표수요를 기반으로 한다. 기준수요는 현재의 정책 및 기술 수준이 유지된다는 가정 하에 추정된 수요인 반면, 목표수요는 에너지효율 향상, 수요관리 정책, 전기화 확대 등 정책 목표가 반영된 수요 전망이다. 본 연구가 탄소중립 목표 달성을 전제로 한 미래 전력 시스템의 가능성을 탐색하는 연구인 만큼, 정책 목표와 일치하는 수요 전망을 사용하는 것이 적합하다고 판단하였다. 시간대별 전력 수요 패턴은 2024년의 시간대별 패턴을 활용하였다.

[19] <https://www.data.go.kr/data/15065269/fileData.do>

• Appendix 방법론

송변전 계통 구성 전력계통 구성은 KPG193^[20]을 기반으로 하였으며, 11차 송변전설비계획^[21]을 참고하여 신규 버스(bus, 송변전 설비) 및 송전선로(line)를 추가하였다. 계통 내 송전손실률(link loss)은 5%로 가정하였다. 모형 연구를 진행하는 시점을 기준으로, 대한민국의 전력계통 데이터는 공개되지 않았기에, 송전망과 관련한 상세한 분석은 진행할 수 없었다. 따라서, 본 연구에서의 송전 관련 분석은 지역간 송전량의 상대적 비교로 제한하고 있음을 명시한다.

탄소가격 본 분석은 석탄과 가스의 발전 순위가 바뀌기 위한 수준의 탄소가격을 적용하여 (톤당 200,000 원), 총 시스템 비용과 발전 구성이 어떻게 변화하는지를 살펴본다. 이는 현행 K-ETS 탄소가격 대비 약 10배 수준으로, 국제 탄소중립 경로와 정합적인 탄소비용이 실제로 전력시장에 반영될 경우의 결과를 탐색하기 위한 것이다.

데이터 출처

데이터 항목	출처
현행 전력원 정보	EPSIS 발전기별 세부 데이터
미래 전력구조	제11차 전력수급기본계획
발전설비 건설비용	2024년 발전설비 현황 자료
연료비용	EPSIS 연료비 자료
송전망	Korean Power Grid (KPG) 193 Test System 11차 송변전설비계획
ESS 용량	제11차 전력수급기본계획
재생에너지 건설비용	에너지경제연구원 LCOE 전망 보고서
수요 프로파일	KPX 시간 단위 계통운영 자료 (지역별 비율 적용)
재생에너지 발전량	KPX 태양광·풍력 시간별 지역 데이터

모델 출력

출력 항목	단위
발전원별 발전량 (시점·지역별)	MWh
온실가스 배출량	tCO ₂
시스템 한계가격 (SMP, 연료비 기반)	KRW/MWh
지역 간 송전량 및 선로 이용률	MW, %
시스템 균등화발전비용 (System LCOE)	KRW/MWh

[20] Song et al. (2026) Oscillation assessment of the KPG-193 test system with hyperscale data center interconnections
[21] <https://www.kepco.co.kr/home/media/newsroom/pr/boardView.do>

This report represents the analysis and views of PLANiT. The findings, interpretations, and conclusions expressed herein do not necessarily reflect the official positions of PLANiT's partners, collaborators, or supporting institutions. The report is intended for informational and research purposes only and does not constitute professional or policy advice for any specific situation. PLANiT makes no representation or warranty, express or implied, as to the accuracy, completeness, or fitness for purpose of the data or analysis presented, and accepts no liability for any use or reliance placed upon this work.

Unless otherwise stated, all figures, data, and visualizations are derived from PLANiT's own research and analysis.



This work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International Licence (CC BY 4.0), which permits use, sharing, adaptation, and redistribution, provided that appropriate credit is given to PLANiT and the original source.

PLANiT

Website www.planit.institute

Contact contact@planit.institute

Seoul, Republic of Korea – September 2026

Printed and published by PLANiT

화석연료를넘어서
BEYOND
FOSSIL FUELS

GREENPEACE