

민자발전: 국내 전력수급 변화 속 숨겨진 LNG발전의 기회요인

2024.10.08

산업1실
이승민 선임애널리스트
02-787-2245
seungmin.lee@kisrating.com

산업1실
김상수 수석애널리스트
02-787-2219
sangsoo.kim@kisrating.com

산업1실
홍석준 실장
02-787-2224
sjhong@kisrating.com

Executive Summary

오랜 기간 동안 큰 변동 없이 유지해온 국내 전력수급구조가 최근 급격한 변화의 흐름을 맞이하고 있다. 기존 화석연료 중심의 전력 공급망이 원전과 신재생에너지 발전으로 빠르게 재편되고 있으며, AI 및 데이터센터의 확산으로 인해 전례 없는 전력수요 성장이 예고되고 있다. 지난 수년간 LNG 민자발전사의 실적 호조를 이끌어온 주요 요인들과 함께 최근 부각되고 있는 국내 전력수급과 계통 여건의 변화를 살펴보고, LNG 민자발전사들의 영업실적 전망과 신용도 결정 요인을 제시하고자 한다.

■ LNG 민자발전사의 지속되는 실적 호조

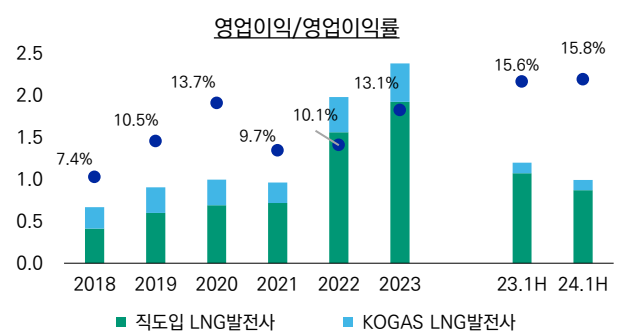
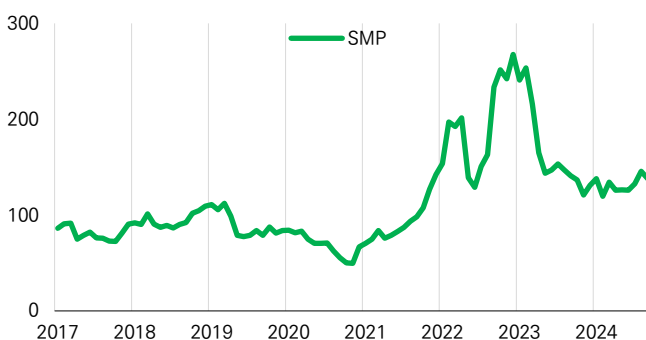
2021년까지 연간 1조원 수준을 유지한 주요 LNG 민자발전사들의 합산 영업이익은 2022~2023년 연간 2조원 이상으로 확대되었으며, 2024년 상반기에도 영업이익률 15% 이상의 우수한 수익성을 기록하였다. LNG 연료를 직접 도입함으로써 상대적으로 원가경쟁력이 우수한 직도입 LNG 발전사들의 실적 개선 폭이 크게 나타난 가운데, 한국가스공사(KOGAS)로부터 평균요금제를 통해 LNG를 조달하는 LNG 발전사들(이하 'KOGAS LNG 발전사') 또한 우호적 외부 여건 하에서 양호한 이익 창출 기초를 보이고 있다. 2021년 이후 LNG 민자발전사의 실적 호조는 ① 글로벌 에너지 위기를 기점으로 전력도매가격(SMP: System Marginal Price)이 크게 상승한 가운데 ② 전력 계통 혼잡에 따른 가동률 제고, ③ LNG 발전에 유리한 정산제도 변화 효과 등이 긍정적인 영향을 미친 것으로 판단된다.

① **글로벌 에너지 위기와 SMP 상승**: 2022년 초 러-우 사태로 촉발된 에너지위기는 연료가격 폭등으로 이어지며 글로벌 전력시장에 큰 영향을 미쳤다. 국내 발전사업자의 경우, 연료가격을 포함한 변동비 상승분이 전력도매가격(SMP)에 그대로 반영되는 변동비 반영시장 하에서 연료가격 상승 부담을 수요자인 한국전력에 전가할 수 있었으며, 특히 직도입 LNG 발전사들은 기존 장기도입계약의 가격경쟁력, LNG 터미널을 활용한 전략적인 LNG 도입 등을 통해 SMP 대비 연료비를 상대적으로 낮은 수준으로 유지함에 따라 마진이 크게 확대되었다.

SMP 추이

(단위: 원/kWh) 주요 LNG 민자발전사 합산 영업실적

(단위: 조원)



주) 2018년 이전부터 상업가동 중인 500MW 이상 LNG 민자발전사 12개(나래에너지서비스, 파주에너지서비스, GS EPS, GS 파워, 포스코인터네셔널 에너지부문, 포천파워, 대륜발전, 동두천드림파워, 에스파워, 평택에너지서비스, 씨지앤율촌전력, 포천민자발전) 합산, 반기 실적의 경우 반기검토보고서 미공시 업체 제외
자료: 각 사 공시

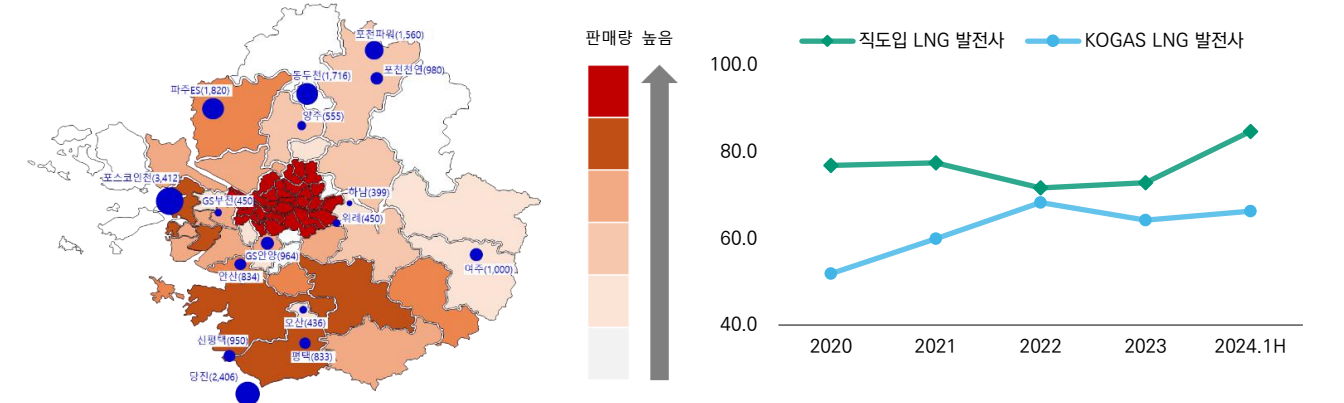
② 전력수요 증가, 전력계통 혼잡에 따른 가동률 제고: 전력소비가 크게 회복된 2021~2022년 LNG 발전사들의 가동률이 대체로 상승한 가운데, 2023년 이후 전력소비 둔화에도 송전선로 부족, 재생에너지의 발전량 등락 등으로 인해 전력계통에 차질이 발생하면서 2024년 상반기까지 수도권 등 대규모 수요처 인근에 위치한 LNG 발전사들의 가동실적 개선세가 지속되었다.

주요 LNG 민자발전사 위치와 지역별 전략판매량¹

(단위: MW)

주요 LNG 민자발전사들의 평균 가동률² 추이

(단위: %)



주1) 2023년 말 기준 가동 중인 중앙급발전기 기준 작성, 괄호안은 발전용량을 의미함 지역별 판매량은 2023년 연간 기준

주2) Dart 공시에 가동실적 자료가 포함되지 않은 업체는 전력통계월보의 발전소별 발전전력량, 발전설비용량을 통해 산출

자료: 전력거래소, 전력통계속보, 당사재가공

③ LNG 발전에 유리한 정산제도 변화: KOGAS LNG 발전사들의 주요 수입 기반인 용량요금이 확대된 가운데, 2022년 9월 실계통시장 도입 이후 예비력 용량가치 정산금이 신설되면서 상대적으로 가동률이 낮아 예비력 제공 여력이 높은 KOGAS LNG 발전기에 대한 부가정산금이 크게 증가하였다.

2024년 이후 가시화되는 사업환경 변화

최근 수년 간 LNG 민자발전사들의 영업실적 개선은 글로벌 에너지가격과 SMP 상승의 영향이 상대적으로 크게 작용하였으나, 2024년을 기점으로 SMP는 점차 안정화되는 반면 국내 전력수급과 전력계통의 변동성이 확대되고 있어 브릿지 연료이자 유연성 전원인 LNG 발전사의 가동 측면에서 또다른 기회요인으로 작용될 수 있다.

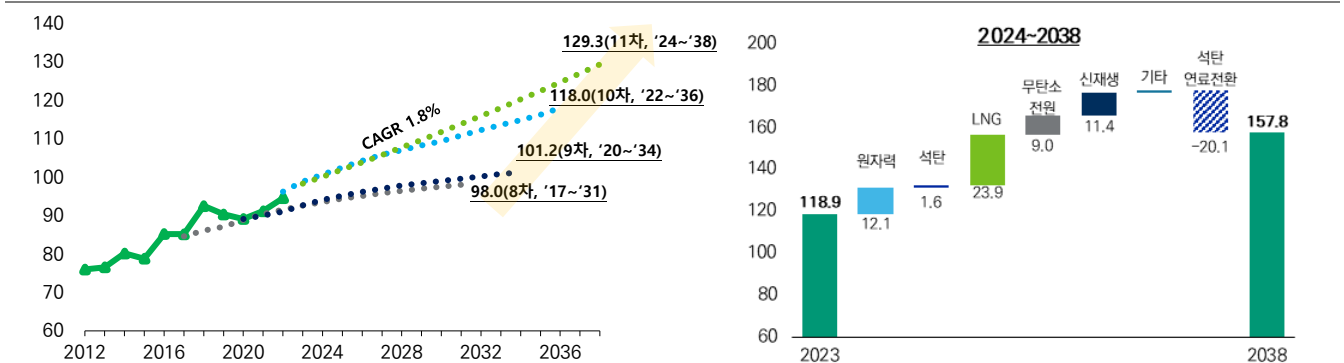
1) 전력수급: 점진적인 전력수요 성장 전망과 공급 계획의 불확실성

국내 전력수요 전망은 2020년부터 지속적으로 상향 조정되고 있다. 2024년 5월 발표된 제11차 계획(실무안)에서는 첨단산업 관련 수요를 추가로 상향함에 따라 이전 계획 대비 더욱 가파른 성장 경로를 상정하고 있다. 금번 11차 계획에 따라 2038년 국내 전력수요는 2023년 98.3 GW 대비 31GW 증가한 129.3GW로 전망되었으며, 설비예비율(22%)을 고려하여 2038년 기준 목표 발전설비는 2023년 말 대비 약 39GW 증가한 157.8GW로 결정되었다.

국내 전력수요 전망 추이

(단위: GW) 발전설비 확충 계획(추정)

(단위: GW)



주1) 목표수요(기준수요-수요관리)는 하계 최대전력 기준, 괄호안은 목표연도 기재, 2023년 발전설비는 신재생에너지의 피크기여도 감안한 연말 설비용량 추정치

주2) LNG, 무탄소전원: 석탄 발전설비의 연료 전환분(약 20GW 추정) 포함, 수소혼소 전환 조건부 열병합은 무탄소전원에 포함

자료: 산업부, 당사 추정

다만, 신규로 건설되는 설비 대부분(노후 석탄발전 대체 설비 제외)이 원전과 신재생에너지 발전, 무탄소 전원으로 구성됨에 따라 실제 공급 확대 시점에 대해서는 불확실성이 내재하고 있다. 원자력 발전의 경우, 주민 수용성 문제, 안정성 평가 등으로 인해 인허가 및 건설 지연이 빈번하게 발생하고 있으며, 신재생에너지와 무탄소전원은 정책적 지원의 일관성, 기술 개발 속도 등에 따라 사업 추진의 변동성이 높다. 무엇보다도 원자력 발전과 신재생 발전 모두 전력수급 변화에 따른 출력 조절이 어려운 경직성 전원으로서 유연성 전원 및 계통 설비가 충분히 확충되기 전까지는 실질적인 전력 공급이 제한될 수 있다.

석탄 발전은 설계수명이 만료되는 노후 설비부터 LNG 발전 또는 무탄소 전원 설비로 대체되면서 순차적으로 발전량이 감소할 것으로 예상되는 반면, LNG 발전의 경우 발전량의 약 70%(2038년 기준)를 담당하게 될 원전 및 신재생 발전의 신규 설비 공급 및 실제 발전량이 불확실한 상황으로 안정적인 전력수급을 위해 실제 전력 공급 수준은 계획 대비 높게 유지될 수 있다.

2) 전력계통: 현실화된 송전제약, 발전소 입지 여건이 가동실적에 미치는 영향 확대

최근 계통설비 부족, 수도권 전력수요 집중 등으로 인해 지역간 수급 불균형이 확대되면서 입지 여건에 따라 발전사 간 희비가 엇갈리고 있다. 동해안 지역의 경우, 당초 계획된 동해안 HVDC(초고압직류) 송전선로 준공 지연으로 기존 계통 연계 선로에 과부하가 발생하면서 높은 연료경쟁력에도 불구하고 인근 신규 석탄발전소의 2024년 상반기 가동률이 크게 저하되었다. 반면, 대규모 수요처에 인접한 LNG 민자발전사들은 전력 수요 등락에도 배후 수요, 계통 제약 발전을 기반으로 비교적 안정적인 가동 실적을 유지하고 있다.

현재 정부는 대규모 송전선로를 적기에 확충하고, 수도권에 집중된 전력수요를 분산시키기 위한 제도적 보완책을 적극 추진하고 있다. 그러나, 이러한 제도들이 실제 효과가 나타나기까지는 시일이 소요될 것으로 보이며, 발전소 입지 여건에 따른 가동 및 영업실적 차별화는 상당기간 지속될 전망이다.

▣ 주요 LNG 민자발전사 영업실적 및 향후 신용도 전망

1) LNG 민자발전사 영업실적 전망 - 우호적인 가동 여건, 양호한 입지 기반의 이익 창출 예상

2024년 이후 주요 LNG 민자발전사의 영업이익은 SMP 하락으로 인해 2022~2023년 대비 축소될 수 있으나, 우호적인 가동 및 입지 여건을 통해 과거 5년 평균을 상회하는 수준의 양호한 영업실적 기초가 유지될 전망이다. 직도입 LNG 발전사의 경우 우수한 연료경쟁력과 가동률을 바탕으로 전력량요금 마진 기반의 이익 창출을 지속할 것으로 예상되며, KOGAS LNG 발전사는 수익성 개선에 크게 기여했던 부가정산금이 제도 개편 과정에서 축소될 수 있지만, 용량요금과 더불어 수도권 입지를 통한 계통 제약 발전 정산금 등을 기반으로 비교적 안정적인 영업실적을 시현할 것으로 보인다.

LNG 민자발전사의 실적요인별 전망

구분		'22~'23년	전망 ('22~'23년 대비)	내용
전력량 요금 마진	전력도매가격 (SMP: System Marginal Price)	↑↑	↓	단기: 하향안정화 이후 장기 평균(110원/kWh) 이상 지속 중장기: 2028년부터 하방 위험 내재
	연료단가	↑	↓	직도입사: 연료비 하락 전망. 수직계열화, 도입전락 등에 따라 하락폭 차별화 직도입 외: KOGAS LNG 도입단가에 따라 하락
	×			
	가동률	↑	↑	전력수요 추세적 성장, 계통설비 지연 등에 따른 공급 확대 차질 → 가동 수혜 지속
	×			
용량요금 마진	발전용량	-	-	LNG 발전용량 경쟁입찰 도입으로 신규 LNG 발전사업 제한
부가 정산금	용량요금 (CP: Capacity Payment)	↑	-	CP 계수(지역계수, 예비율, 발전기여도 등) 조절을 통한 변동 가능성
	고정비	-	-	-
부가 정산금	부가정산금 (Uplift)	↑	↓	예비력 시장 등 저탄소전원 중심의 전력시장 개편 과정에서 일부 축소 가능성

자료: 당사 제공

2) LNG 민자발전사 전반의 안정적인 신용도 유지 전망 – 재무부담 통제 및 사업기반 강화 수준, 정부 정책의 방향성 등은 중장기 신용도 요인

중장기적인 SMP 하락 전망, 신규 발전설비 유입, 정부 정책의 변화 가능성 등 리스크 요인에도 LNG 발전의 전력수급 상 역할 제고, 전력계통 및 입지적 이점에 따른 양호한 가동 여건 등을 고려하면 LNG 민자발전사의 신용도는 전반적으로 안정적인 기조를 유지할 전망이다.

지역별 수급 여건에 따른 가동실적 차별화 기조가 지속될 것으로 예상되는 만큼 향후에는 연료경쟁력과 더불어 입지경쟁력에 따른 신규 설비 투자 성과와 사업기반 강화 수준 등이 중장기 신용도 요인으로 작용할 것으로 판단된다. 또한, 국가 차원의 대규모 계통설비 확충 지원, 저탄소전원 중심의 전력시장 제도 개편 등이 추진되고 있어 제도 진행과정과 도입 이후의 파급 효과, LNG 발전에 대한 정책 우호도 변화 등에 대하여 중점적으로 모니터링할 예정이다.

주요 LNG 민자발전사들은 양호한 영업현금창출을 통해 2024년 상반기까지 재무지표 개선세를 유지하고 있다. 신규 설비 투자 관련 자금소요, 배당금 지급 규모 등이 각 발전사별 재무구조에 중대한 영향을 미칠 수 있기 때문에 재무정책 변화 및 재무부담 통제 수준에 대해서도 검토할 계획이다.

Contents

1. 들어가며.....	5
2. LNG 민자발전사의 지속되는 실적 호조.....	5
3. 2024년 이후 가시화되는 사업환경 변화.....	10
1) 전력수급: 점진적인 전력수요 성장 전망과 공급 계획의 불확실성.....	10
2) 전력계통: 현실화된 송전제약, 발전소 입지 여건이 가동실적에 미치는 영향 확대.....	13
4. 주요 LNG 민자발전사 영업실적 및 향후 신용도 전망.....	16
1) LNG 민자발전사 영업실적 전망 – 우호적인 가동 여건, 양호한 입지 기반의 이익 창출 예상.....	16
2) 재무부담 통제 및 사업기반 강화 수준, 정부 정책의 방향성 등이 중장기 신용도 결정 요인.....	18

1. 들어가며

오랜 기간 동안 큰 변동 없이 유지해온 국내 전력수급구조가 최근 급격한 변화의 흐름을 맞이하고 있다. 글로벌 에너지위기 이후 기존 화석연료 중심의 전력 공급망이 원전과 신재생에너지 발전으로 빠르게 재편되고 있으며, AI 및 데이터센터의 확산으로 인해 전례 없는 전력수요 성장이 예고되고 있다. 이러한 변화는 브릿지 연료이자 유연성 전원인 LNG 발전의 영업 환경에 중대한 영향을 미칠 것으로 전망된다.

이에 본 고에서는 지난 수년간 LNG 민자발전사의 실적 호조를 이끌어온 주요 요인들과 함께 최근 부각되고 있는 국내 전력수급과 계통 여건의 변화를 살펴보고, 이를 통해 LNG 민자발전사들의 영업실적 전망과 신용도 결정 요인을 제시하고자 한다.

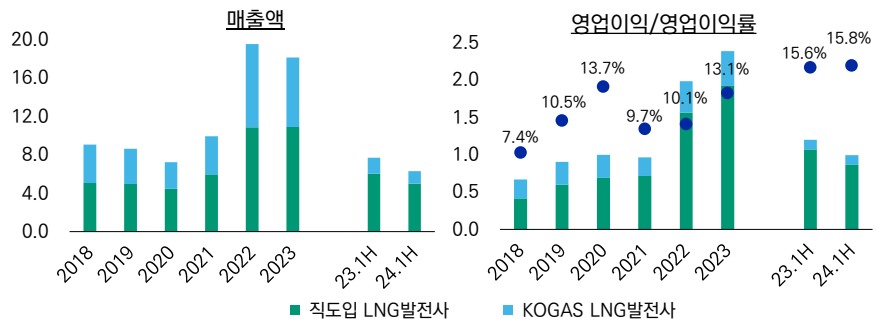
2. LNG 민자발전사의 지속되는 실적 호조

2022~2023년
LNG 민자발전사들의
큰 폭 이익 확대,
2024년 상반기에도
실적 호조 지속

2022년부터 국내 LNG 민자발전사의 실적 호조가 상당기간 지속되고 있다. 2021년까지 연간 1조원 수준을 유지한 주요 LNG 민자발전사들의 합산 영업이익(2018년 이전부터 상업가동 중인 500MW 이상 LNG 민자발전사 12개 대상)은 2022~2023년 연간 2조원 이상으로 확대되었으며, 2024년 상반기에도 영업이익률 15% 이상의 우수한 수익성을 기록하였다. LNG 연료를 직접 도입함으로써 상대적으로 원가경쟁력이 우수한 직도입 LNG 발전사들의 실적 개선 폭이 크게 나타난 가운데, 한국가스공사(KOGAS)로부터 평균요금제를 통해 LNG를 조달하는 LNG 발전사들(이하 'KOGAS LNG 발전사') 또한 우호적 외부 여건 하에서 양호한 이익 창출 기초를 보이고 있다.

주요 LNG 민자발전사 합산 영업실적

(단위: 조원)



주) 나래에너지서비스, 파주에너지서비스, GS EPS, GS 파워, 포스코인터네셔널 에너지부문 등 직도입 LNG 발전사와 포천파워, 대륜발전, 동두천드림파워, 에스파워, 평택에너지서비스, 씨지엔올춘전력, 포천민자발전 등 KOGAS LNG 발전사 합산, 반기 실적의 경우 반기검토보고서 미공시 업체 제외
자료: 각 사 공시

SMP 상승, 계통 혼잡, 제도 변화 등 우호적 외부 여건이 실적 호조 요인으로 작용

LNG 민자발전사의 매출은 크게 전력량요금, 용량요금, 부가정산금으로 구성되며, SMP와 연료비 차이, 가동률, 고정비 수준 등에 따라 마진이 결정된다. 일반적으로 직도입 LNG 발전사의 경우, 전력도매가격(SMP: System Marginal Price) 대비 낮은 연료비와 우수한 가동률을 통해 전력량요금 마진을 크게 확보하는 반면, KOGAS LNG 발전사는 SMP와 연료비 차이가 크지 않아 전력량요금 마진이 제한적인 대신 용량요금 마진과 부가정산금을 바탕으로 비교적 안정적인 수익 기반을 유지하고 있다.

2022년 이후 LNG 민자발전사의 실적 호조는 ① 글로벌 에너지 위기를 기점으로 SMP가 크게 상승한 가운데 ② 전력 계통 혼잡에 따른 가동률 제고, ③ LNG 발전에 유리한 정산제도 변화 효과 등도 긍정적인 영향을 미친 것으로 판단된다.

LNG 민자발전사 수익구조

구분	주요 결정요인	'22~'23년 변화	내용
전력량 요금 마진	전력도매가격 (SMP: System Marginal Price)	↑↑	전력시장 공급입찰에 참여한 발전기 중 수요예측량을 충족하는 발전기의 변동비로 결정
	연료비	↑	직도입사: 장기계약(유가연동), Spot 등 LNG 평균도입단가 직도입 외: KOGAS 발전용 평균요금제 연료비
	가동률	↑	발전계획에 포함된 변동비 낮은 발전기 순으로 가동되나, 실제 수급, 계통 환경에 따라 변동
	발전용량	-	신규 진입 또는 설비용량 변경 시 발전사업허가 필요
용량요금 마진	용량요금 (CP: Capacity Payment)	↑	공급입찰용량 x CP 계수(고정비 보전 등 고려하여 산정)
	고정비	-	감가상각비, 운전유지비 등
부가 정산금	부가정산금 (Uplift)	↑	계통 운영에 따른 변동비보전정산금(MWP), 예비력용량가치 정산금(LOC RP) 등 전력량요금, 용량요금 외 정산금

주) 직도입 외 모든 LNG 발전사는 한국가스공사를 통해 LNG를 공급받고 있으며, 주로 SMP를 결정하는 한계발전기(Marginal Plant)가 됨 자료: 당사 제공

① 글로벌 에너지 위기와 SMP 상승

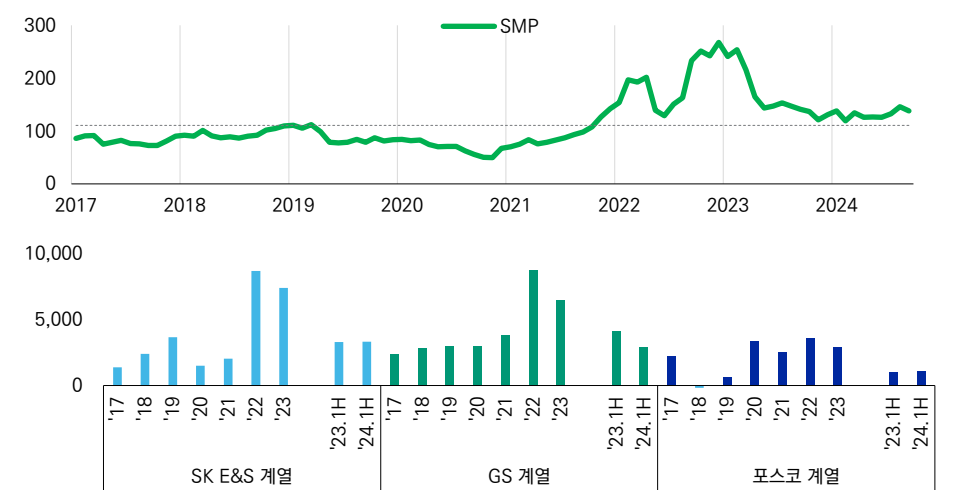
SMP의 변동비 반영 구조,
전략적인 연료 도입에 따른
직도입 LNG 발전사
실적 확대

2022년 초 러시아-우크라이나 사태로 촉발된 에너지위기는 연료가격 폭등으로 이어지며 글로벌 전력시장에 큰 영향을 미쳤다. 송배전 및 판매사업자와 발전사업자가 구분된 국내 전력시장의 경우 연료가격 상승에도 제한적인 전기요금 인상으로 판매사업자인 한국전력이 대규모 영업손실을 인식한 반면, 발전사업자는 연료가격을 포함한 변동비 상승분이 전력도매가격(SMP)에 그대로 반영되는 변동비 반영시장 하에서 연료가격 상승 부담을 수요자인 한국전력에 전가할 수 있었다.

특히, 직도입 LNG 발전사들은 SMP가 크게 상승한 가운데 기존 장기도입계약의 가격경쟁력, LNG 터미널을 활용한 전략적인 LNG 도입 등을 통해 연료비를 상대적으로 낮은 수준으로 유지함에 따라 전력량요금 마진이 확대되었다.

SMP 및 주요 직도입 LNG 발전사의 영업이익 추이

(단위: 원/kWh, 억원)



주) 직도입 LNG 발전사: SK E&S 계열(별도, 파주, 나래), GS 계열(GS EPS, GS파워), 포스코 계열(포스코인터내셔널 발전부문)

자료: 각 사 공시, 전력거래소

2020~2021년 상반기 70~80원/kWh 수준을 기록한 SMP는 2021년 하반기~2023년 상반기 동안 국제 유가, LNG 현물가격 급등으로 SMP를 주로 결정하는 한국가스공사(KOGAS)의 발전용 LNG 연료비가 크게 인상됨에 따라 100~250원/kWh로 상승하였다. 2023년 하반기부터는 글로벌 에너지시장이 안정화되면서 SMP가 130원/kWh 내외로 다소 하락하였다. 다만, 국제 유가(Dubai)가 여전히 배럴당 70달러 수준을 유지하면서 SMP도 장기 평균(2014~2023년 111원/kWh) 대비 높은 수준을 기록하고 있으며, 직도입 LNG 발전사들의 우수한 영업실적 기초가 이어지고 있다.

② 전력수요 증가, 전력계통 혼잡에 따른 주요 LNG 민자발전사들의 가동률 제고

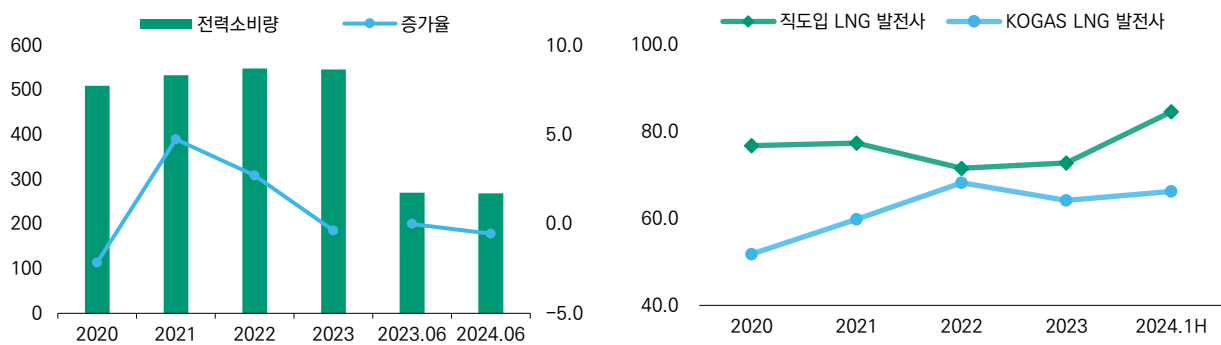
전력수요 회복, 계통혼잡 등
국내 수급요인에 따른
가동률 상승

전력량요금 마진에서 SMP와 연료비 차이는 글로벌 에너지시장의 영향을 주로 받는 반면, 가동실적은 국내 발전시장의 수급요인이 크게 작용하고 있다. 엔데믹 전환으로 전력소비가 크게 회복된 2021~2022년의 경우, Freeport LNG 액화설비 고장(2022.06~2023.02)으로 미국 LNG 도입이 제한된 SK E&S 계열 직도입 LNG 발전사들을 제외하고는 LNG 발전사들의 가동률이 대체로 상승하였다. 2023년 이후 전력소비 둔화에도 송전선로 부족, 재생에너지의 발전량 등락 등으로 인해 전력계통에 차질이 발생하면서 2024년 상반기까지 LNG 발전사들의 가동실적 개선세가 지속되었다.

국내 전력소비량 및 증가율 추이

(단위: TWh, %) 주요 LNG 민자발전사들의 평균 가동률 추이

(단위: %)



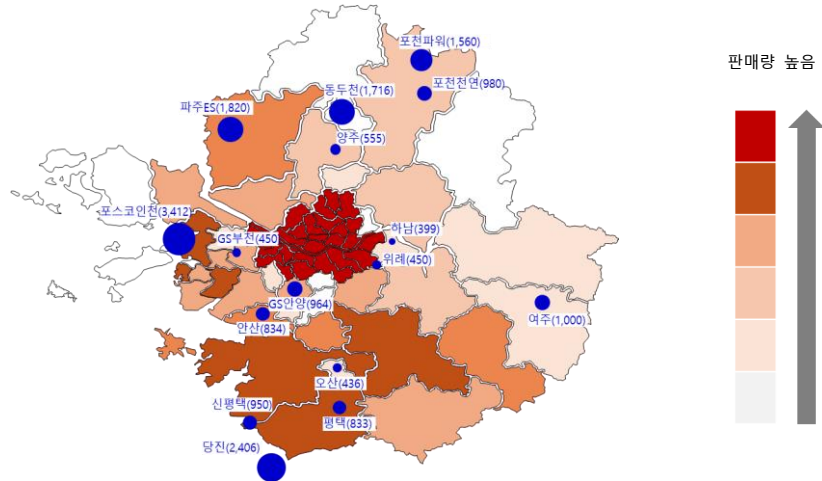
주) 직도입 LNG 발전기(파주문산, 광양, 안양 등 6기), KOGAS LNG 발전기(오성, 동두천, 포천 등 6기)의 가동률 단순 평균, Dart 공시에 가동실적 자료가 포함되지 않은 업체는 전력통계월보의 발전소별 발전전력량, 발전설비용량을 통해 산출
자료: 전력거래소, 각 사 공시

SMP 상승에 따른 전력량요금 마진 확대의 수혜는 주로 직도입 LNG 발전사들에 집중되었지만, 전력계통 혼잡은 수도권 및 인근 지역에 위치한 LNG 민자발전사 전반에 긍정적인 영향을 미쳤다. 직도입 LNG 발전사의 경우 연료경쟁력을 통해 이미 높은 급전순위를 확보한 가운데 국내 수급 영향으로 가동률이 한층 제고되었으며, KOGAS LNG 발전사 또한 상대적으로 낮은 연료경쟁력에도 불구하고 수도권 입지를 기반으로 계통 제약 발전량이 증가하였다.

계통 제약 발전은 송전제약 등으로 전력공급이 원활하지 않을 경우, 발전계획에 포함되지 않은 인근 발전사업자가 계통 운영자(전력거래소)의 요구에 따라 일시적으로 발전하는 것을 의미하며, 높은 발전비용 보상을 위해 일정 수준의 마진 확보가 가능하도록 부가정산금이 지급되고 있어 급전순위가 상대적으로 낮은 KOGAS LNG 발전사의 수익성에 긍정적으로 작용한 것으로 파악된다.

주요 LNG 민자발전사 입지 및 지역별 전력판매량

(단위: MW)



주1) 2023년 말 기준 가동 중인 중앙급전발전기 기준 작성, 괄호안은 발전용량을 의미함
 주2) 지역별 판매량은 2023년 연간 기준

자료: 전력거래소, 당사 재가공

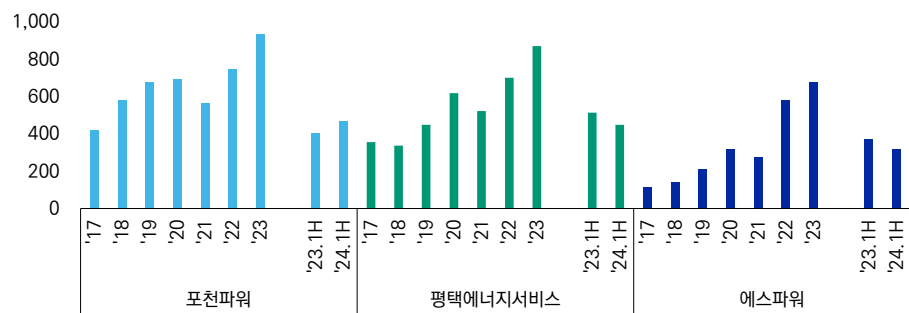
③ LNG 발전에 유리한 정산제도 변화

용량요금 확대, 예비력 관련
 정산금 신설 등 제도 변화가
 KOGAS LNG 발전사
 수익성 개선에 기여

KOGAS LNG 발전사들은 제한적인 전력량요금 마진으로 2022~2023년 초 SMP 급등 시기의 실적 개선 폭이 적도입 LNG 발전사에 비해 크지 않았으나, SMP가 안정화된 2023년에는 오히려 이익 창출 규모가 확대되었다. 이는 KOGAS LNG 발전사들의 주요 수입 기반인 용량요금이 CP 계수 인상(기준용량가격 2017년 12.5원/kWh → 2023년 14.4원 /kWh)으로 확대되고, 2022년 9월 실계통기반 하루전시장 도입과 함께 신설된 예비력 용량가치 정산금이 KOGAS LNG 발전사의 수익성 개선에 기여한 것으로 보인다.

주요 KOGAS LNG 발전사의 영업이익 추이

(단위: 억원)

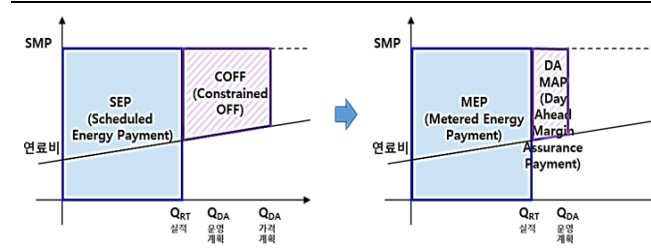


자료: 각사 공시

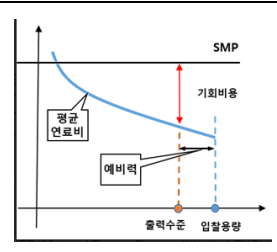
예비력이란 전력 수급과 계통의 안정성을 유지하기 위해 전력수요를 초과하여 보유하는 발전력을 의미한다. 실계통기반 하루전시장 도입 이전에는 계통 상황 등을 고려하지 않고 가격결정 발전계획에 포함되었지만 송전제약, 수요예측 오차 등으로 가동하지 못한 발전기를 대상으로 부가정산금(제약비발전 정산금, COFF)을 지급하였다.

그러나, 실계통시장 도입 이후부터 발전기별 계통 여건을 반영한 운영계획을 기준으로 부가정산금(기대이익 정산금, MAP)을 지급하는 가운데 실제 예비력 공급량에 대해서는 예비력 용량가치 정산금을 별도로 지급함으로써 계통 제약 등으로 실질적인 기여도가 제한된 일부 석탄 발전기에 대한 정산금이 감소한 반면, 상대적으로 가동률이 낮아 예비력 제공 여력이 높은 KOGAS LNG 발전기에 우호적인 환경이 조성되었다.

실계통기반 하루전 시장 도입 전후 정산체계 변화



예비력 결정



주) SEP: 계획발전 전력량정산금, COFF:계약비발전정산금/ MEP: 전력량정산금, MAP: 기대이익정산금

출처: 국내 하루전 전력시장 개편의 내용 및 의의(2021), 옥기열 외

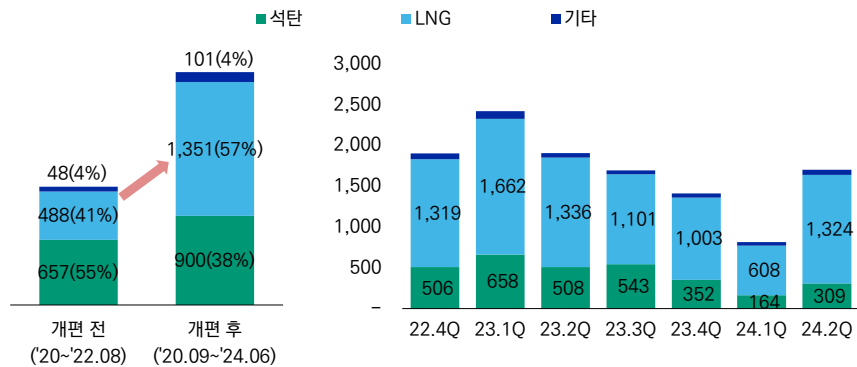
실계통기반 하루전시장
도입 이후 예비력 전원인
LNG 발전의 제도환경 개선

개편 전후 연료원별 부가정산금 규모를 보면 LNG 발전기의 제도환경 개선 수준을 알 수 있다. 개편 전 월평균 부가정산금은 석탄 발전기가 55%, LNG 발전기가 41%의 비중을 보인데 반해, 개편 후에는 석탄 발전기가 38%, LNG 발전기가 57%로 LNG 발전기의 비중이 확대되었다. 예비력 용량가치 정산금 신설 영향으로 부가정산금 규모 자체도 크게 확대되었는데, 이는 예비력 제공 발전기들의 기회비용(직전연도 평균 SMP-연료비)을 기준으로 결정되는 예비력 용량가치 정산금의 정산구조로 인해 SMP 상승에 영향을 받은 것으로 확인된다.

월평균 부가정산금¹ 변화

분기별 예비력 용량가치 정산금 지급 규모

(단위: 억원)



주1) 계약비발전정산금, 기타정산금, 기대이익정산금, 예비력용량가치정산금, 기타정산금 합산

2) 기타: 원자력, 신재생, 양수발전 등

자료: 전력거래소

3. 2024년 이후 가시화되는 사업환경 변화

앞서 살펴본 바와 같이 최근 수년 간 민자발전사들의 영업실적 개선은 글로벌 에너지가격과 SMP 상승의 영향이 상대적으로 크게 작용하였으나, 2024년을 기점으로 SMP는 점차 안정화되는 반면 국내 전력수급과 전력계통의 변동성이 확대되고 있다.

1) 전력수급: 점진적인 전력수요 성장 전망과 공급 계획의 불확실성

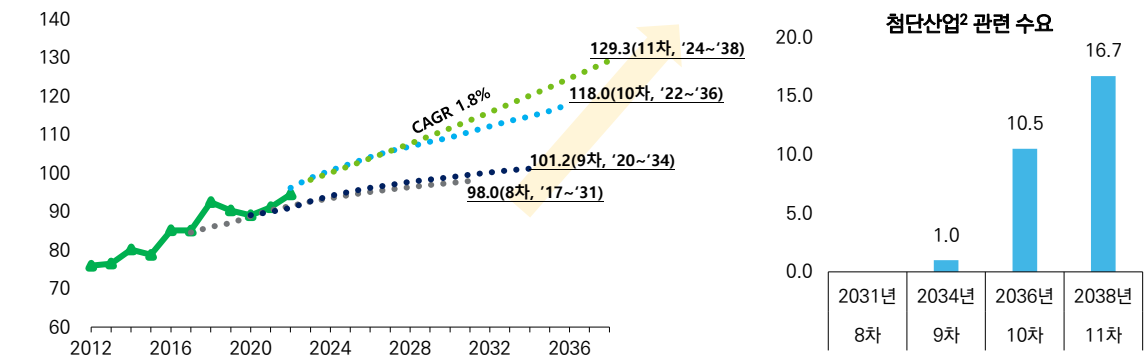
첨단산업의 급격한 발전으로 인해 기존 예상을 상회하는 전력수요 성장이 전망되는 가운데 저탄소전원 중심의 공급 시점 및 수준에 대한 불확실성이 내재하고 있는 점은 LNG 발전사에 기회요인으로 작용할 수 있다.

첨단산업 수요 반영으로
전력수요 전망 상향

국내 전력수요 전망은 2020년부터 지속적으로 상향 조정되고 있다. 국가의 안정적인 전력공급과 장기적인 에너지 정책 목표 달성을 위해 정부는 2년마다 전력수급기본계획을 통해 향후 15년 간의 전력수요 전망과 적정 설비예비율을 반영한 설비 공급 목표를 설정하고 있다. 기존에는 국내 전력수요를 경제 성장, 기온 변화 등의 요인으로 예측해왔으나, 2020년 12월 제9차 전력수급기본계획 수립 과정에서 전기차 확산 효과를 처음 반영한 데 이어, 2023년 1월 발표된 10차 계획부터는 철강, 석유화학 등 산업부문의 전기화 수요, 데이터센터 영향을 수요 전망에 포함하였다. 2024년 5월 발표된 제11차 계획(실무안)에서는 GDP 성장률 전망 둔화(10차 1.77% → 11차 1.63%)에도 불구하고 첨단산업 관련 수요를 추가로 상향함에 따라 이전 계획 대비 더욱 가파른 성장 경로를 상정하고 있다.

국내 전력수요¹ 전망 추이

(단위: GW)



주1) 목표수요(기준수요-수요관리) 하계 최대전력 기준

주2) 전기차, 전기화 수요, 데이터센터 관련 수요 전망 합산

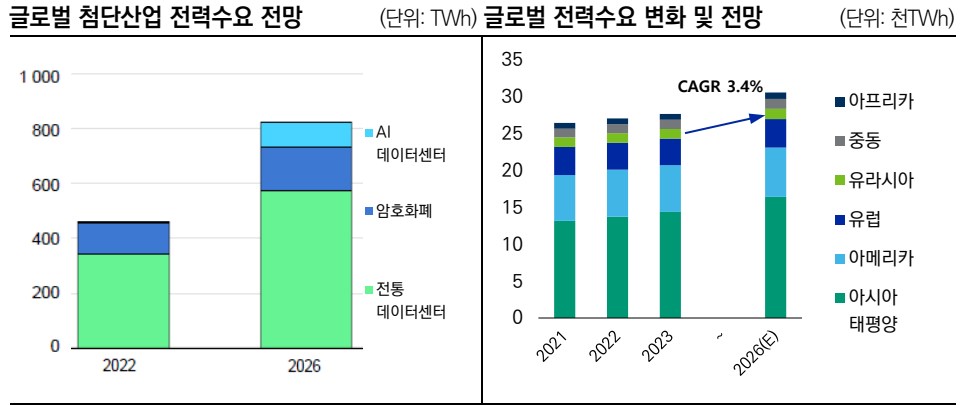
자료: 산업부, 당사재가공

데이터센터 등
전방산업 성장으로
전력수요의 추세적 증가
기조 전망

특히, 최근 수도권을 중심으로 다수 건설되고 있는 데이터센터는 AI 기술의 핵심 인프라로서 전력수요 성장을 견인할 것으로 보인다. 막대한 전력을 소비하는 데이터센터는 통상 20~40MW 수준의 용량(IT Load)이 요구된다. 한국데이터센터연합회에서는 2024~2027년에만 국내 신규 데이터센터 약 30개가 준공될 예정이며, 상업용 데이터센터의 경우 1GW 가까이 추가될 것으로 전망하고 있다.

이러한 데이터센터 관련 국내 전력수요는 현재 공급 가능한 규모 이상으로 잠재되어 있을 가능성이 높다. 산업부에 따르면, 수도권 내 송변전설비 부족, 주민 민원으로 인한 착공 지연 등으로 2029년까지 한국전력에 전기 사용을 신청한 신규 데이터센터(637개)의 16.3%(104개)만이 적기에 전력을 공급받을 수 있으며, 수도권 지역에 신규 신청한 데이터센터(550개)의 경우 적기 전력 공급이 11.6%(64개)에 불과할 것으로 예상되고 있다.

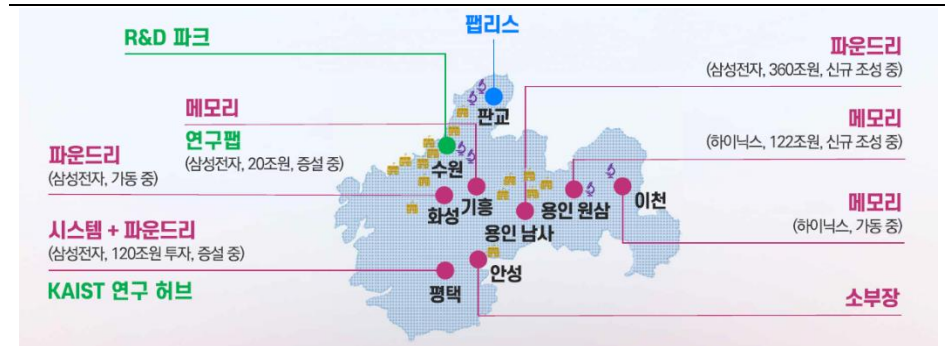
IEA에 따르면, 글로벌 시장에서도 2022~2026년에 걸쳐 AI, 데이터센터 관련 전력수요가 50% 이상 성장할 것으로 예상되고 있으며, 2024~2026년 간의 글로벌 전력수요 증가율은 연평균 3.4%로 2% 이하의 전력수요 성장이 전망된 국내 대비 높은 수준이다.



반도체 메가 클러스터
또한 주요 전력수요 요인

정부와 민간 기업 주도 하에 조성되고 있는 반도체 메가 클러스터도 장기적인 전력수요 성장의 주요 요인이다. 반도체 메가 클러스터 조성사업은 판교, 화성·용인·이천·평택, 안성·수원 등 경기 남부지역을 중심으로 2040년까지 총 622조원의 투자를 통해 생산 팹 13기, 연구 팹 3기를 추가 건설하는 계획으로, 신규 조성되고 있는 용인(남사, 원삼) 클러스터에서만 2030~2036년에 걸쳐 약 3GW의 전력, 2037년 이후부터는 7GW 이상의 추가 전력이 필요할 것으로 예상되고 있다.

반도체 메가 클러스터 조성방안 발표



전력수요 성장에 대응한
발전설비 공급 계획 결정,
설비예비율 감안하여
2038년 157.8GW로 확대

국내 전력수요 성장에 대응하기 위해 국내 발전설비 공급은 2038년 기준 157.8GW(실효용량 기준)로 확대할 계획이다. 금번 11차 전력수급기본계획(실무안)에 따라 2038년 국내 전력수요는 2023년 98.3GW(전력 계통 수요 기준) 대비 31GW 증가한 129.3GW로 전망되었으며, 설비 예비율(22%)을 고려하여 2038년 기준 목표 발전설비는 2023년 말 대비 약 39GW 증가한 157.8GW로 결정되었다.

제10차 계획에서 결정된 원전, 화력발전 등 건설 및 폐지 일정, 신재생에너지 보급 전망 등의 확정설비(147.2GW)를 감안할 때, 2038년에는 총 10.6GW의 설비가 부족할 것으로 추산되고 있다. 이러한 부족설비 물량에 대해서는 건설 기간, 기술 개발 여건 등에 따라 기간별로 LNG 열병합(2.5GW), 수소혼소 조건부 열병합 또는 무탄소전원(1.5GW), SMR 및 무탄소전원(2.2GW), 원자력 발전(4.4GW) 등이 투입될 예정이다.

2038년 신규 필요 설비 산정 및 기간별 부족설비 물량

(단위: GW)

$$\text{③신규 필요설비 (10.6GW)} = \underbrace{\text{목표수요 (129.3GW)}}_{\text{①목표설비(157.8GW)}} \times (1+\text{예비율(22\%)}) - \text{②확정설비 (147.2GW)} \\ \text{(신재생 보급전망 先반영)}$$

기간	'31~'32년	'33~'34년	'35~'36년	'37~'38년	누계
부족설비 물량	2.5	1.5	2.2	4.4	10.6

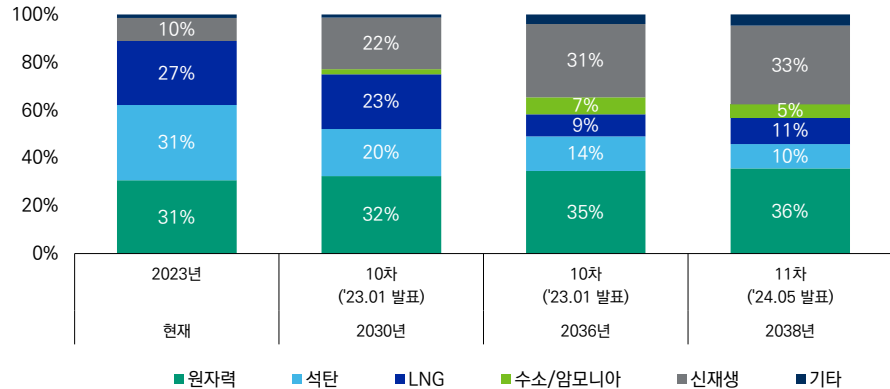
주) 신재생에너지 피크기여도 감안한 실효용량 기준

자료: 산업부

국내 제약요건으로 인해
저탄소전원의 실질적인
공급 확대에는 시일 소요
전망

신규로 건설되는 설비 대부분(노후 석탄발전 대체 설비 제외)이 원전과 신재생에너지 발전, 무탄소
전원으로 구성됨에 따라 실제 공급 확대 시점에 대해서는 불확실성이 내재하고 있다. 에너지 전환
기조 하에서 11차 계획에서는 국내 석탄, LNG 발전 비중이 2023년 각각 31%, 27%에서 2038년
기준 10%, 11%로 축소된 반면, 원자력, 신재생에너지 발전 비중은 31%, 10%에서 36%, 33%로
상향 조정되었다.

전력수급기본계획 상 발전량 비중 목표 변화

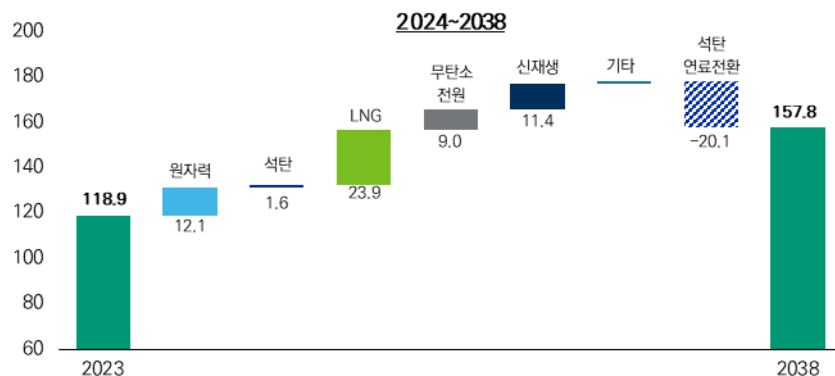


자료: 산업부

아직 확정된 수치는 아니지만 부족설비 물량의 투입 계획을 반영할 경우, 2024년부터 2038년까지
확충되는 설비(약 39GW) 중에서 신규 원자력 발전과 신재생에너지 발전, 무탄소전원(수소/암모
니아)이 각각 31%(약 12GW), 29%(약 11GW), 23%(약 9GW)를 차지할 것으로 추정된다.

발전설비 확충 계획(추정)

(단위: GW)



주1) 2023년은 신재생에너지의 피크기여도(18.6%, 10차 계획 참고) 감안한 연말 설비용량 추정치

주2) LNG, 무탄소전원: 석탄설비의 연료 전환분(약 20GW 추정) 포함, 수소혼소 전환 조건부 열병합은 무탄소전원에 포함

자료: 산업부, 당사 추정

원자력, 신재생, 무탄소 전원 등 신규 발전설비의 원활한 확충에는 현실적인 제약 요인들이 상존하고 있다. 원자력 발전의 경우, 주민 수용성 문제, 안정성 평가 등으로 인해 인허가 및 건설 지연이 빈번하게 발생하고 있으며, 신재생에너지와 무탄소전원은 정책적 지원의 일관성, 기술 개발 속도 등에 따라 사업 추진의 변동성이 높다. 무엇보다도 원자력 발전과 신재생에너지 발전 모두 전력수급 변화에 따른 출력 조절이 어려운 경직성 전원으로서 유연성 전원 및 계통 설비가 충분히 확충되기 전까지는 실질적인 전력 공급이 제한될 수 있다.

안정적인 전력공급을 위해
LNG 발전의 실제 공급 수준
높을 것으로 예상

전력 수요 성장과 공급 불확실성 하에서 브릿지 연료이자 유연성 전원인 LNG 발전의 가동 수혜가 상당기간 이어질 전망이다. 석탄 발전의 경우, 설계수명이 만료되는 발전공기업의 노후 설비부터 LNG 발전 또는 무탄소 전원 설비로 대체되면서 순차적으로 발전량이 감소할 것으로 예상된다. 이에 반해, LNG 발전의 경우 2038년까지 발전량 비중이 10% 내외로 축소될 계획이지만, 발전량의 약 70%를 담당하게 될 원전 및 신재생에너지 발전의 신규 설비 공급 및 실제 발전량이 불확실한 상황으로 안정적인 전력수급을 위해 실제 전력 공급 수준은 계획 대비 높게 유지될 수 있다.

2) 전력계통: 현실화된 송전제약, 발전소 입지 여건이 가동실적에 미치는 영향 확대

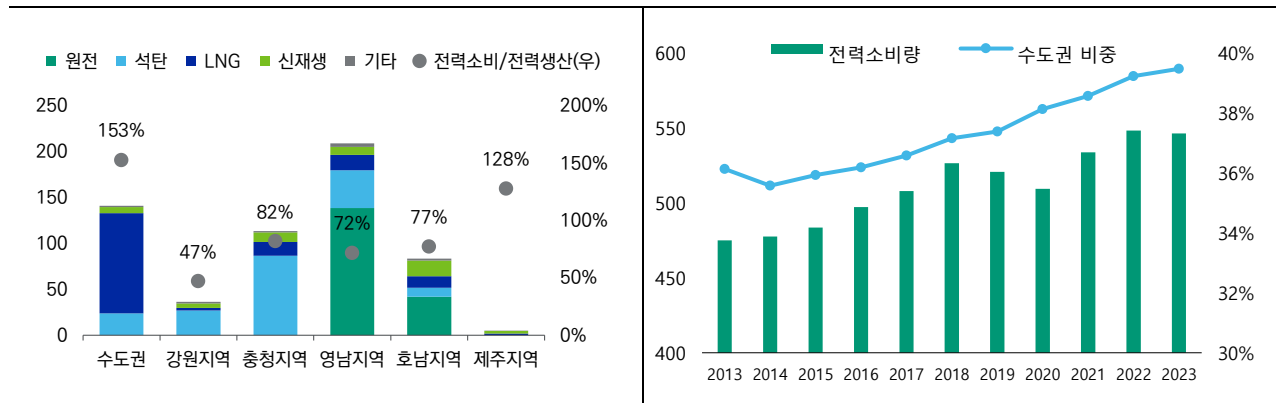
전통적으로 기저발전은
해안가 등에 위치하며,
첨두부하 발전은 수요처
인근에 입지

최근 계통설비 부족, 수도권 전력수요 집중 등으로 인해 지역간 수급 불균형이 확대되면서 입지 여건에 따라 발전사 간 희비가 엇갈리고 있다. 국내 전력공급은 전통적으로 석탄을 수입하거나 원자로 냉각수 조달이 용이한 해안가 지역에 대규모 발전소를 건설하고, 전력수요가 높은 수도권까지 장거리 송전선로를 구축하여 생산 전력을 전달하는 구조이다. 원전과 석탄 발전은 대규모 인프라를 통해 전력수요 등락과 관계없이 일정하게 가동함으로써 기저부하(Base load)를 책임지며, LNG 발전의 경우 주로 수도권을 포함한 인구밀집지역 또는 대규모 산업단지 인근에 위치해 기저부하 이상으로 발생하는 첨두부하(Peak load)를 담당한다.

지역별 전력공급 현황¹⁾

(단위: TWh) 연도별 전력소비량 및 수도권 비중

(단위: TWh)



주1) 2023년 1~12월 누적기준

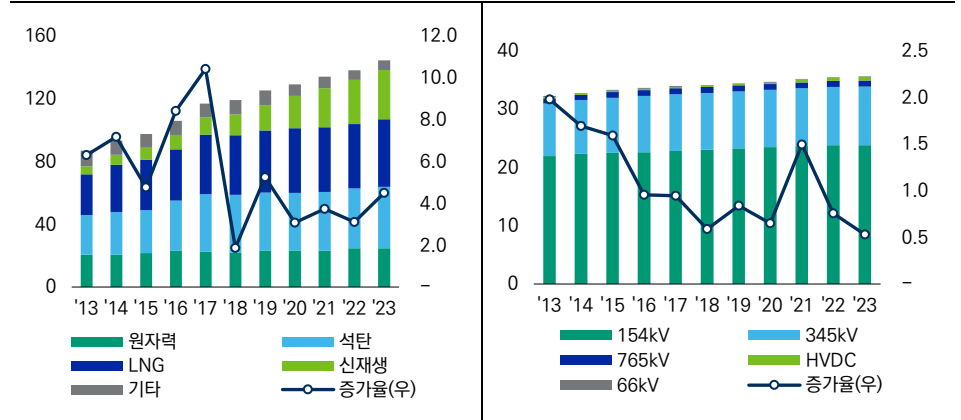
자료: 전력통계속보

계통 설비 확충 지연,
지역간 수급 불균형으로
입지 여건에 따른
가동실적 등락 확대

그러나, 지난 수년 간 발전설비 확대 과정에서 송전선로, 변전소 등 계통설비 확충이 지연되면서 상대적으로 전력수요가 낮은 지역에 위치한 발전사의 가동 불확실성이 증가하고 있다. 국내 발전설비 용량은 높은 성장세를 기록한 2017년 이후에도 신재생에너지를 중심으로 3% 내외의 증가율을 기록하고 있는 반면, 송전선로의 경우 2019년, 2021년을 제외하고는 꾸준히 증가율이 둔화되고 있다. 전력당국이 급전지시를 결정하는 요인이 다양하기 때문에 발전소 입지와 가동실적의 상관관계를 정량적으로 분석하기는 어려우나, 최근 강원도 동해안 지역을 중심으로 대규모 송전제약이 발생하면서 해당 지역에 위치한 발전소들의 가동실적 저하가 두드러지게 나타나고 있다.

연도별 발전설비 용량 추이

(단위: GW, %) 연도별 송전선로 회선길이 추이 (단위: 천 c-km, %)



자료: 전력거래소, 제10차 장기송변전설비계획

동해안 송전제약으로
인근 석탄발전소
가동률 크게 저하

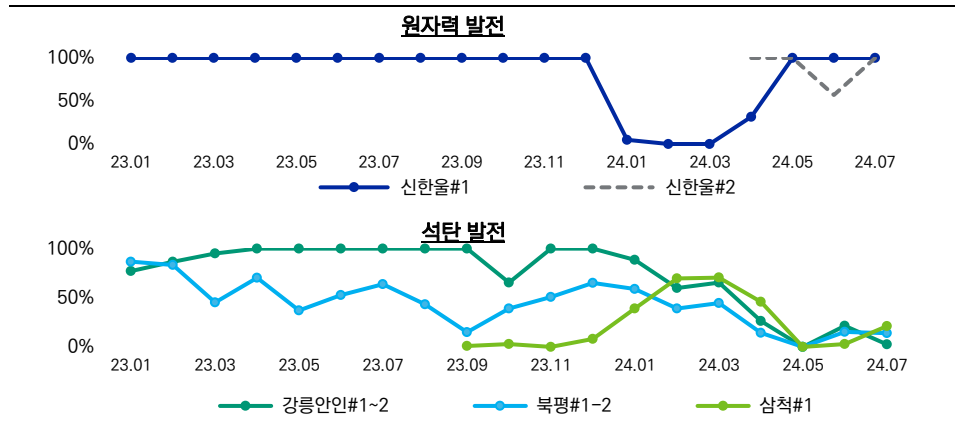
동해안 송전제약은 신규 원전(신한울1) 및 석탄발전(강릉안인1,2, 삼척1)이 순차적으로 상업가동을 개시한 2023년부터 본격화되었다. 당초 계획된 동해안 HVDC(초고압직류) 송전선로 준공이 2026년 이후로 연기되면서 기존 계통 연계 선로(765kV, 345kV)에 과부하가 발생한 점이 주 원인이 되었으며, 경직성 전원인 원전 대신 인근 석탄화력발전소에 대한 출력 조정이 빈번해지고 있다. 이에 강릉안인, 삼척 등의 신규 석탄발전소는 높은 연료경쟁력에도 불구하고 신한울 2호기가 추가로 상업 가동되고 연내 최저 전력수요를 경신한 2024년 5월 가동이 일시적으로 중단되는 등 2024년 상반기 가동률이 크게 저하되었다.

동해안 인근 발전설비 및 송전선로 현황



자료: 전력거래소, 당사재가공

동해안 인근 신규 발전 설비의 가동률 추이



주) 2024년 1~4월 신한울 1호기 계획예방정비 시행, 2023년 9월 삼척1호기 시운전 개시

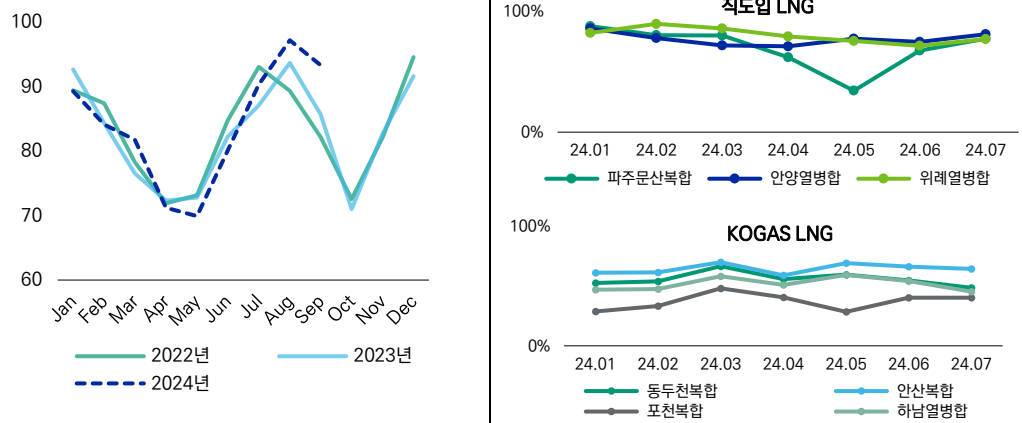
자료: 전력거래소, 전력통계속보, 당사재가공

배후 수요 확보한
LNG 민자발전사의 경우
안정적인 가동률 기록

대규모 수요처에 인접한 LNG 민자발전사의 경우, 수급 및 계통 변화 속에서도 비교적 안정적인 가동 실적을 유지하고 있다. 전력수요 등락이 크게 나타난 2024년 상반기 월별 가동실적을 비교했을 때, 앞서 계통 제약으로 가동실적 하락세가 지속되고 있는 동해안 지역 석탄발전기과는 달리 수도권 내 LNG 발전사의 경우, 가동률 등락폭이 제한적인 수준에 그쳤다. 다만, 상반기 중 최저 전력수요를 기록한 5월의 경우, 수도권 내에서도 대규모 수요처와의 거리 또는 열 제약 발전 여부 등 입지 여건에 따라 가동실적이 일부 차별화되는 모습을 보였다.

월별 최대전력수요

(단위: GW) 수도권 LNG 민자발전 설비의 가동률¹ 추이



주1) Dart 공시에 가동실적 자료가 포함되지 않은 업체는 전력통계월보의 발전소별 발전전력량, 발전설비용량을 통해 산출

자료: 전력거래소, 당사 재가공

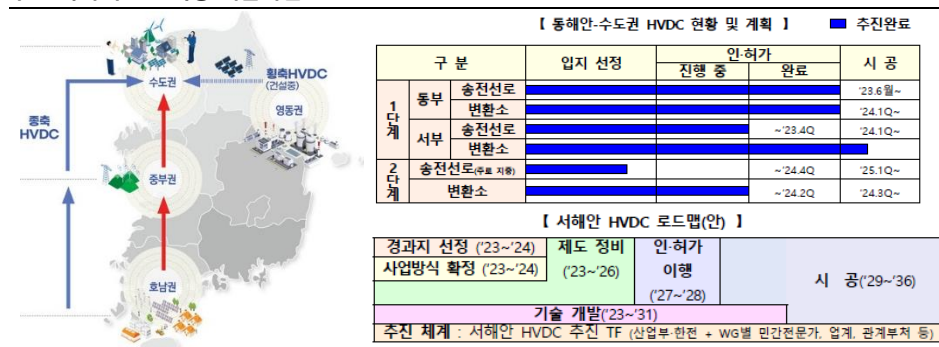
국가 차원의 전력망 확충
추진 중이나,
송전제약 등 해소까지는
상당기간 소요 전망

발전소 입지 여건에 따른 가동 및 영업실적 차별화는 상당기간 지속될 전망이다. 현재 정부는 대규모 송전선로를 적기에 확충하고, 수도권에 집중된 전력수요를 분산시키기 위한 제도적 보완책을 적극 추진하고 있으나, 이러한 제도들이 실제 효과가 나타나기까지는 상당한 시간이 소요될 것으로 보인다.

대표적으로 2023년 12월 발표된 전력계통 혁신대책에 따르면 동해안 발전력을 수도권에 공급하는 동해안-수도권 HVDC 건설사업과 호남 원전·재생에너지 발전력을 해저를 통해 직접 수도권에 공급하는 서해안 HVDC 사업을 단계적으로 착수하고, 국가기간 전력망 확충 특별법을 제정하여 인허가 특례, 보상 확대, 지자체 협조 의무화 등으로 지원할 계획이다.

그러나, 현재 건설 중인 동해안-수도권 HVDC 건설사업의 경우, 주민 수용성 문제 등으로 2단계 변환소 입지 선정에 차질이 발생하고 있으며, 전력망 특별법 또한 현재까지 법제화 여부와 도입 시점이 구체화되지 않아 종합 준공 목표인 2027년보다 지연될 가능성이 높은 상황이다.

주요 국가기간 전력망 개발사업



자료: 산업부

4. 주요 LNG 민자발전사 영업실적 및 향후 신용도 전망

1) LNG 민자발전사 영업실적 전망 – 우호적인 가동 여건, 양호한 입지 기반의 이익 창출 예상

2022~2023년 대비
이익 축소 전망되나,
과거 평균 이상의
이익창출 예상

2024년 이후 주요 LNG 민자발전사의 영업이익은 SMP 하락으로 인해 2022~2023년 대비 축소될 수 있으나, 우호적인 가동 및 입지 여건을 기반으로 여전히 과거 5년 평균을 상회하는 수준의 양호한 영업실적 기초가 유지될 전망이다. 직도입 LNG 발전사의 경우 우수한 연료경쟁력과 가동률을 바탕으로 전력량요금 마진 기반의 이익 창출을 지속할 것으로 예상된다. KOGAS LNG 발전사의 경우, 수익성 개선에 크게 기여했던 예비력 용량가치 정산금이 제도 변경에 따라 축소될 가능성이 있지만, 용량요금과 더불어 수도권 입지를 통한 계통 제약 발전 정산금 등을 기반으로 비교적 안정적인 영업실적을 시현할 것으로 보인다.

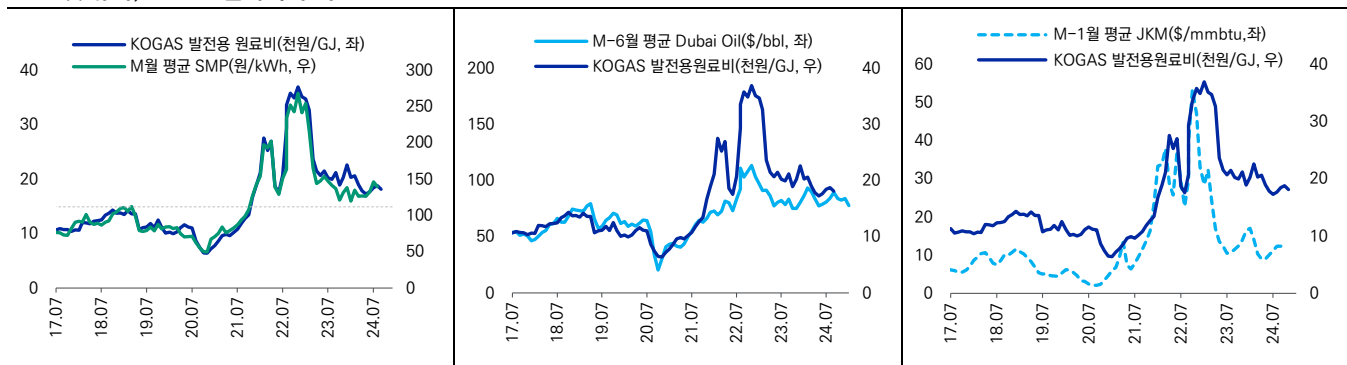
LNG 민자발전사의 실적요인별 전망

구분	'22~'23년	전망 ('22~'23년 대비)	내용	
전력량 요금 마진	전력도매가격 (SMP: System Marginal Price) =	↑↑	↓	단기: 하향안정화 이후 장기 평균(110원/kWh) 이상 지속 중장기: 2028년부터 하방 위험 내재
	연료단가 ×	↑	↓	직도입사: 연료비 하락 전망. 수직계열화, 도입전락 등에 따라 하락폭 차별화 직도입 외: KOGAS LNG 도입단가에 따라 하락
	가동률 ×	↑	↑	전력수요 추세적 성장, 계통설비 지연 등에 따른 공급 확대 차질 → 가동 수혜 지속
	발전용량	-	-	LNG 발전용량 경쟁입찰 도입으로 신규 LNG 발전사업 제한
	용량요금 마진	용량요금 (CP: Capacity Payment) =	↑	-
	고정비	-	-	-
부가 정산금	부가정산금 (Uplift)	↑	↓	예비력 시장 등 저탄소전원 중심의 전력시장 개편 과정에서 일부 축소 가능성

자료: 당사 제공

SMP는 하향 안정화된 이후에도 당분간 과거 10년 평균 수준 이상으로 유지될 전망이다. SMP를 주로 결정하는 한국가스공사(KOGAS)의 LNG 도입단가는 국제 유가에 5~6개월 후행하며, LNG 현물가격에도 상당한 영향을 받고 있다. 2024년 3분기 동안 글로벌 원유 수요 둔화 우려, OPEC+의 점진적 감산 완화 계획(2024.12)으로 국제 유가가 약세를 보이면서 2025년부터 SMP가 하락 전환될 수 있으나, 중동 지정학적 리스크 확대 등으로 국제 유가(Dubai 기준)가 배럴당 70달러를 상회하는 수준을 지속할 경우, SMP는 2014~2023년 평균인 110원/kWh 이상으로 유지될 것으로 보인다.

SMP 및 유가, LNG 현물가격 추이



자료: 전력거래소, 한국석유공사, Bloomberg

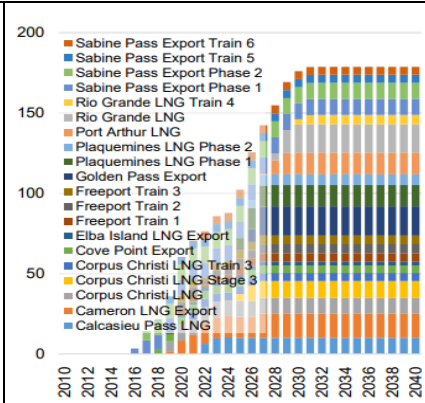
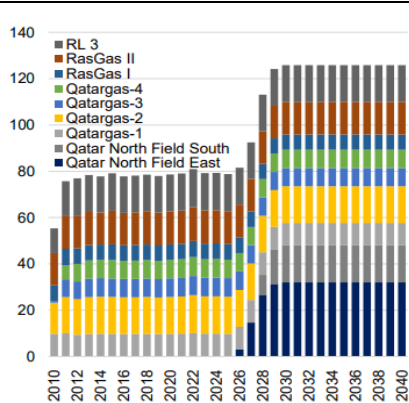
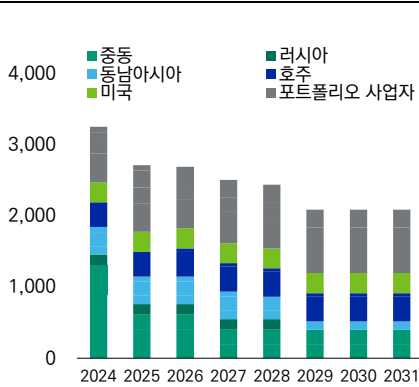
중장기 SMP 하방 위험
내재

중장기적으로는 글로벌 LNG 공급 확대, KOGAS의 LNG 도입계약 구성 변화 등으로 인한 SMP 하방 위험이 내재하고 있다. 2040년까지 카타르 및 미국을 중심으로 연간 1.5억톤 이상의 LNG 공급 설비 증설이 예정되어 있어 글로벌 LNG 수급 환경은 점차 개선될 전망이다. KOGAS가 2000년대에 중동과 체결한 고가의 유가 연동 LNG 도입계약(연 900만톤)이 2024년 이후 만료되는 가운데, 다수의 LNG 수출 프로젝트가 본격 가동되는 2028년을 전후로 러시아(연 150만톤) 및 말레이시아(연 200만 톤)와의 기존 계약이 추가로 종료됨에 따라 KOGAS가 새롭게 확보한 LNG 물량과 도입 포트폴리오 변화가 SMP 하락에 영향을 미칠 수 있다.

한국가스공사 연도별 LNG 기간 계약 (단위: 만톤) 카타르 LNG 공급 전망

(단위: MTPA) 미국 LNG 공급 전망

(단위: MTPA)



주1) 포트폴리오 사업자: 각국의 LNG 공급원을 통해 다양한 가격 및 만기구조로 LNG 판매하는 글로벌 에너지기업(Shell 등)

2) 수출설비 용량 기준, 건설 중이거나 1년 내 최종투자결정이 예상되는 프로젝트 포함

자료: 한국가스공사 공시자료, Wood Mackenzie, EIA

LNG 민자발전사는
수급 변화에도
입지 경쟁력 바탕으로
양호한 가동실적
시현할 전망

LNG 민자발전사는 신규 발전설비 유입에도 발전소 입지 및 배후 수요 기반으로 우호적인 가동 여건이 지속될 것으로 예상된다. 2024~2026년 약 12GW 규모의 신규 발전 설비 가동이 예정되어 있으나, 동해한 송전제약 등으로 일부 신규 기저발전 설비의 실질적인 공급이 제한된 가운데 고리, 한빛 등 노후 원전 또한 주민 수용성 확보 등으로 계속운전 심사에 차질이 생기고 있어 운전허가 만료로 인해 당분간 가동이 중단될 예정이다. 이러한 기저발전 설비의 공급 제약 속에서 직도입 LNG 민자발전사는 높은 연료경쟁력과 입지경쟁력을 통해 우수한 가동실적을 유지할 것으로 보이며, KOGAS LNG 발전사 또한 인근 수도권, 산업단지 수요 등에 따른 계통 제약 발전을 바탕으로 안정적인 가동률을 기록할 전망이다.

신규 설비 유출입 계획

(단위: GW)

구분	발전원	2024				2025~2026			
		설비명	시점	용량	계	설비명	시점	용량	계
유출	원자력	고리3	24.09	1.0	2.4	고리4	25.08	1.0	2.9
	석탄					한빛1	25.12	1.0	
	LNG	평택1~4	24.12	1.4		태안1~2	24.12	1.0	
유입	원자력	신한울2	24.04	1.4	8.2	새울4	25.10	1.4	4.0
		새울3	24.10	1.4					
	석탄	삼척1,2	24.05~	1.0					
	LNG	신세종복합	24.06	1.1		음성천연가스	25.06	0.6	
		통영복합	24.08	1.0		구미천연가스	25.12	0.5	
		울산지피에스	24.09	1.1		씨지앤대산	26.07	0.5	
		대구집단에너지	24.09	0.6		안동복합	26.12	0.5	
		청주집단에너지	24.09	0.3		부천열병합	26.12	0.5	

주) 태안1~2: LNG 연료전환 추진(25년 구미, 28년 여수 천연가스발전 가동 계획)

자료: 전력거래소

무탄소전원 전용 시장,
재생에너지 입찰제 및
예비력 시장 등 전력시장
개편 영향 확인 필요

향후 전력수급구조 상 LNG 발전에 대한 정책 기조가 불리한 방향으로 전환되지는 않을 것으로 보이나, 저탄소전원 중심의 전력시장 개편 영향에 대해서는 모니터링이 필요하다. 2024년부터 시행된 청정수소발전, ESS 입찰시장을 시작으로 무탄소전원 보급을 위한 전용 거래시장이 신설될 예정이며, 이는 늘어나는 전력수요를 일부 상쇄할 것으로 예상된다. 제주 지역에서 시범 실시 중인 재생에너지 입찰제도와 예비력 시장은 2025년 이후 전국으로 확대될 계획으로, 변동비가 거의 없는 재생에너지 발전설비가 전력시장 내 공급 입찰에 참여하기 때문에 SMP 하락 효과가 나타날 수 있으며, 시장 수급에 의해 예비력 가격이 측정됨에 따라 기회비용(SMP-연료비)을 기준으로 산정해온 예비력 정산금도 일부 축소될 수 있다.

2024년 하반기 도입되는 LNG 발전용량 경쟁입찰 제도의 경우, 사업자들 간 투자비 경쟁을 유도함에 따라 신규 LNG 발전사업의 사업성 저하, 설비 효율화 등으로 이어질 수 있다. 이에 최근 LNG 민자발전사들은 사업권 인수 또는 연료도입방식 전환, 주기기 교체 등을 통해 노후 설비의 수익성을 개선하거나, 경쟁 입찰이 면제된 발전공기업의 석탄 연료전환 사업을 합작하는 방향으로 신규 LNG 발전사업을 추진하고 있다.

2) LNG 민자발전사 전반의 안정적인 신용도 유지 전망 - 재무부담 통제 및 사업기반 강화 수준, 정부 정책의 방향성 등은 중장기 신용도 결정 요인

재무부담 및 사업기반 강화,
정부정책 기조 등이
주요 신용도 결정 요인으로
작용할 전망

대규모 설비 투자가 선행되는 민자발전산업의 특성상, 사업 초기의 과중한 재무부담이 상업 가동 이후 안정적인 현금창출력을 바탕으로 점차 축소되는 것이 일반적이다. 2022~2023년 우호적인 외부 여건 하에서 당초 계획보다 현금창출력이 확대되고 재무부담이 크게 감소한 LNG 민자발전사들의 경우, 신용도에 긍정적인 요인으로 반영되었다.

주요 LNG 민자발전사 신용등급 변화

업체명	2022.12	2023.07	2023.12	2024.07
GS EPS	AA-/안정적	AA-/긍정적	AA-/긍정적	AA/안정적
나래에너지서비스	A+/안정적	A+/안정적	-	AA-/안정적
포천파워	-	-	A/긍정적	A+/안정적

LNG 민자발전사 전반의
안정적인 신용도 기조
유지 전망

중장기적인 SMP 하락 전망, 신규 발전설비 유입, 정부 정책의 변화 가능성 등 리스크 요인에도 LNG 발전의 전력수급 상 역할 확대, 전력계통 및 입지적 이점에 따른 양호한 가동 여건 등을 고려하면 LNG 민자발전사의 신용도는 전반적으로 안정적인 기조를 유지할 전망이다.

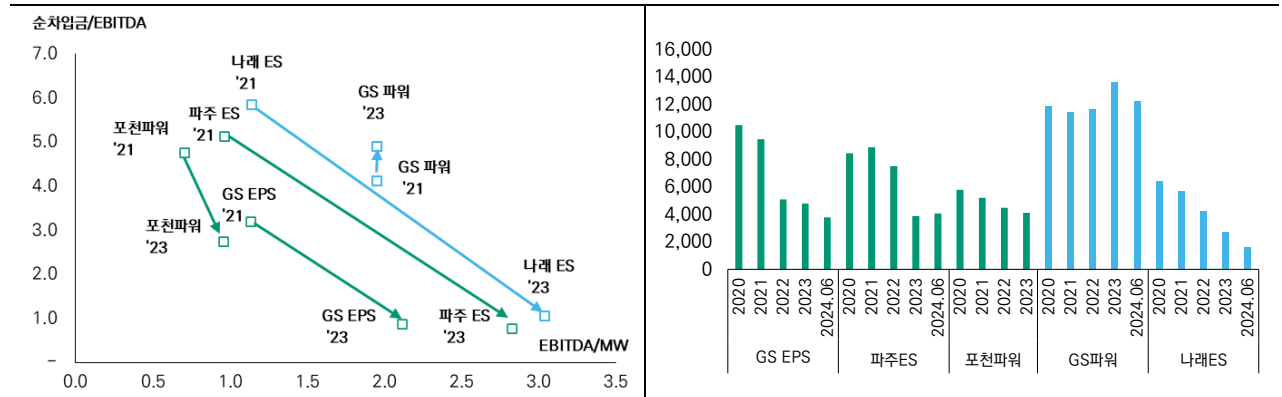
지역별 수급 여건에 따른 가동실적 차별화 기조가 지속될 것으로 예상되는 만큼 향후에는 연료 경쟁력과 더불어 입지경쟁력에 따른 신규 설비 투자 성과와 사업기반 강화 수준 등이 중장기 신용도 요인으로 작용할 전망이다.

국내 전력수급의 구조적 변화 속에서 LNG 발전의 전력수급 상 중요성이 상당기간 유지될 수 있지만 이와 동시에 국가 차원의 대규모 계통설비 확충 지원, 저탄소전원 중심의 전력시장 제도 개편 등이 추진되고 있어 제도 진행과정과 도입 이후의 파급 효과, LNG 발전에 대한 정책 우호도 변화 등에 대하여 중점적으로 모니터링할 예정이다.

주요 LNG 민자발전사들은 양호한 영업현금창출을 통해 2024년 상반기까지 재무지표 개선세를 유지하고 있다. 신규 설비 투자 관련 자금소요, 배당금 지급 규모 등이 각 발전사별 재무구조에 중대한 영향을 미칠 수 있기 때문에 재무정책 변화 및 재무부담 통제 수준에 대해서도 검토할 계획이다.

당사 등급 보유 주요 LNG 민자발전사 재무지표 변화 (단위: 억원, 배) 주요 LNG 민자발전사 순차입금 추이

(단위: 억원)



주1) LNG북합발전(초록색), 지역난방 집단에너지(하늘색) 표시. LNG 발전 외 사업이 포함된 SK E&S(연결)는 제외

자료: 각 사 공시

주요 LNG 발전사별 모니터링 요인

구분	내용
GS파워(AA/안정적, A1)	- 부천 신규 발전소 투자 진행(약 1.5조원) 및 배당금 지급에 따른 재무부담 변화 - 신규 설비 확충 이후 영업실적 및 사업기반 강화 수준
GS EPS(AA/안정적)	- 중장기 Capex 계획 및 배당금 지급 등을 포함한 재무정책 - 연료도입전환, 당진 지역 송전선로 확충에 따른 노후설비 효율성 제고 효과
파주에너지서비스(AA-/안정적)	- SK그룹 사업 포트폴리오 재편에 따른 직간접적 영향 - 배당금 지급, 차입금 상환 규모를 포함한 재무정책 - 파주 LCD산업단지 등 인근 대규모 수요처, 연료경쟁력 기반의 이익창출력 변화
나래에너지서비스(AA-/안정적)	- SK그룹 사업 포트폴리오 재편에 따른 직간접적 영향 - 남양주 열병합 등 신규 투자에 따른 자금소요 규모와 배당정책 변화 가능성 - 추가 사업권역 확대를 통한 영업실적 및 사업기반 강화 수준
포천파워(A+/안정적)	- 예비력 용량가치를 포함한 부가정산금의 변동 가능성 - 우선주 감자와 배당금 지급 등 주주환원에 따른 자금소요 - 계통 제약발전 등 수도권 입지 기반의 가동 및 영업실적 유지 여부

유의사항

한국신용평가 주식회사 (“당사”)가 공시하는 신용등급은 발행사/기관, 신용공여, 채무 및 이에 준하는 증권상의 장래의 상대적인 신용위험에 대한 당사의 현재 견해를 뜻하며, 당사가 발표하는 신용등급 및 평가의견 등 리서치 자료(“간행물”)는 발행사/기관, 신용공여, 채무 및 이에 준하는 증권상의 장래의 상대적인 신용위험에 대한 당사의 현재 견해를 포함할 수 있습니다. 당사는 신용위험이란 만기 도래하는 계약상의 채무(financial obligations)를 발행사/기관이 불이행할 수 있는 위험 및 부도시 예상되는 금융손실이라고 정의하고 있습니다. 신용등급은 유동성 위험, 시장가치 위험 또는 가격변동성 등 기타 다른 위험을 다루고 있지 않습니다. 신용등급과 당사 간행물에 포함된 당사의 견해는 현재 또는 과거 사실에 대한 서술이 아닙니다. 또한 간행물에는 계량모델에 근거한 신용위험의 추정치와 관련 의견 또는 키스자산평가 주식회사에서 발행한 견해를 포함할 수 있습니다.

신용등급 및 간행물은 투자자문이나 금융자문에 해당하지 아니하고 그러한 조언을 제공하지도 않으며, 특정 증권을 매수, 매도 또는 보유하라고 권유하는 것도 아닙니다. 또한 당사가 제공하는 신용등급이나 간행물은 해당 정보의 사용자나 그 관계자들에 의해서 행해지는 투자결정에 있어서 어떤 증권을 매매하거나 보유하라는 권고 또는 권유나 사실의 서술이 아니라 당사 고유의 평가기준에 입각한 당사의 의견으로서만 해석되고 또 해석되어야만 하며, 특정 투자자를 위하여 투자자의 적격성에 대해 의견을 주는 것이 아닙니다. 당사는 각 투자자가 매수, 매도 또는 보유를 고려중인 증권 각각에 대해 적절한 주의를 기울여 자체적으로 연구, 평가할 것이라고 기대하고, 그러한 이해를 전제로 하여 신용등급을 공시하고 간행물을 발표합니다.

당사의 신용등급과 간행물은 개인 투자자들이 이용하는 것을 전제로 하고 있지 않습니다. 그렇기 때문에 개인투자자들이 당사의 신용등급과 간행물을 이용하여 투자자의사결정을 하는 것은 적절하지 않을 수 있습니다. 만약 의문이 있는 경우에는 반드시 재무 전문가 혹은 다른 전문가에게 자문을 구하시기 바랍니다.

당사는 발행사/기관으로부터 제출자료에 거짓이 없고 중요사항이 누락되어 있지 않으며, 중대한 오해를 불러일으키는 내용이 들어 있지 않다는 확인을 수령하고 있으며, 본 보고서는 발행사/기관이 제출한 자료와 함께 당사가 객관적으로 정확하고 신뢰할 수 있다고 판단한 자료원에 근거하고 있습니다. 당사는 발행사/기관 및 이들 대리인이 정확하고 완전한 정보를 적시에 제공한다는 전제하에 신용평가업무를 수행하고 있습니다. 그러나 감사기관이 아니므로 신용평가와 간행물을 준비하는 과정에서 이용하는 정보에 대해 별도의 실사나 감사를 실시하고 있지 않으며, 발행사/기관으로부터 제공받은 정보 또는 신용평가 과정에서 생성되는 정보에 있어서 인간 또는 기계에 의한, 기타 그 외의 다른 요인에 의한 실수의 가능성 때문에 해당 정보를 특정한 목적을 위해 사용하는데 대하여 명시적으로 혹은 묵시적으로도 어떠한 증명이나 서명, 보증 또는 단언을 할 수 없으며, “있는 그대로” 제공됩니다. 또한 본 보고서의 정보들은 신용등급 부여에 필요한 주요한 판단 근거로서 제시된 것이고 발행사/대상 유가증권에 대한 모든 정보가 나열된 것은 아님을 밝힙니다. 따라서 당해 신용등급이나 기타 의견 또는 정보에 관하여 그 정확성, 완전성, 적시성, 상업성 또는 특정목적에 적합한지 여부를 당사가 명시적 혹은 묵시적으로 보증하거나 약속하지는 않습니다.

법률상 허용된 범위 내에서, 당사 및 그의 이사, 임직원, 대리인, 대표자, 라이선서 및 공급자는 여기 포함된 정보, 동 정보의 사용이나 사용불가능으로 인하여, 또는 그와 관련하여 발생한 어떠한 간접, 특별, 결과적 또는 부수적 손해(현재 혹은 장래의 손실 당사가 부여한 특정 신용등급의 대상이 아닌 관련 금융상품에서 발생하는 손실 또는 손해를 포함하되 이에 한정되지 아니함)에 대하여, 사전에 그 같은 손실 또는 손해 가능성에 대해 고지 받았더라도, 어느 개인 또는 단체에게도 책임을 지지 않습니다.

법률상 허용된 범위 내에서, 당사 및 그의 이사, 임직원, 대리인, 대표자, 라이선서 및 공급자는 자신들의 과실(단, 고의 또는 기타 법률상 배제될 수 없는 종류의 책임은 제외함) 또는 자신들의 통제 범위 내에 또는 밖에 있는 사유 등에 의하여, 여기 포함된 정보, 동 정보의 사용 또는 사용불가능으로 인하여 또는 그와 관련하여, 어느 개인 또는 단체에게 발생한 어떠한 직접 손실이나 손해 또는 보상으로 인한 손실이나 손해에 대해서도 책임을 지지 않습니다.

본 보고서는 필자의 개인적인 견해로 당사의 공식적인 견해가 아님을 밝힙니다.

여기 있는 모든 정보는 저작권법 등 법의 보호를 받으며, 당사의 사전 서면 동의 없이는 누구도, 이 정보를 전체 또는 부분적으로, 어떤 형태나 방식 또는 수단으로든, 복제 또는 생산, 배포, 전송, 전달, 유포, 재배포 또는 재판매, 또는 그러한 목적으로 사용하기 위해 저장할 수 없습니다.