

[에너지/유틸리티]
Overweight

2025.09.17

In-Depth Report

사우디/미국 에너지 전략 변화, 그 속에서 찾는 유틸리티 업종 기회

[에너지/유틸리티/화학]

전유진 2122-9193

yujinjn@imfnsec.com





CONTENTS

[산업분석]

I. 사우디/미국의 에너지 시장 전략 변화	6
II. 이와 맞물리는 전력시장 변화	29
III. 사우디/미국 에너지 전략 변화에서 찾는 국내 유틸리티 업종의 기회	53

[기업분석]

한국전력 (015760)	91
지역난방공사 (071320)	99
SK가스 (018670)	105
Venture Global (VG-US)	111



산업분석

I. 사우디/미국의 에너지 시장 전략 변화

II. 이와 맞물리는 전력시장 변화

III. 사우디/미국 에너지 전략 변화에서 찾는 국내 유틸리티 업종의 기회

Summary



I. 사우디/미국의 에너지 시장 전략 변화

[사우디] 지금껏 원유에만 집중한 사우디가 이제는 천연가스로 눈을 돌리고 있다. 가스 생산을 늘려 내수에서 소비되는 원유를 천연가스로 대체하고, 여기서 발생하는 잉여 원유는 수출해 추가 투자없이 재정수입을 확대한다는 전략이다. 그러나 가스 생산을 늘리려는 진짜 의도는 '재정수입 확대'를 넘어 '발전원 믹스 변화'에 있다. VISION 2030 프로젝트 하에 전력 수요가 빠르게 증가하고 있어 신규 발전원이 대거 유입돼야 하는데, 현재 발전량의 35% 달하는 유류발전은 단가가 높고 탄소배출량도 많아 한계가 있다. 이에 발전단가와 탄소배출 측면에서 우위인 가스발전을 늘려 발전단가 인하와 비석유산업 경쟁력 강화, 전력보조금 관련 정부세출 축소 등을 달성하기 위한 목적으로 해석된다. 결국 사우디의 천연가스 강화는 VISION 2030 달성을 위해 절대적으로 필요한 과정이다. 사우디의 에너지 전략 변화로 중장기 원유 수출량 증가 및 이에 따른 유가 하향 안정화가 예상된다. 과거처럼 주요 수입원으로서 원유에만 의존했다면 OPEC+ 감산을 통한 가격 통제를 고려해야 하나, 이제 천연가스 생산 확대를 주요한 방향으로 설정한 만큼 사우디의 에너지 전략은 과거와 다른 관점으로 바라봐야 한다.

[미국] 이미 글로벌 원유, 천연가스 시장을 장악한 미국이 이젠 LNG 시장 입지 다지기에 본격적으로 나섰다. 원유와 달리 천연가스는 주요 분지 내 DUC 증가와 GOR 상승으로 생산량 증가세가 지속되고 있고, 수출터미널도 2025년 이후 꾸준히 유입되는 만큼 LNG 시장에서 미국의 장악력은 점점 더 강화될 전망이다. 이로 인해 미국 내 가스 가격은 상방압력 높아지겠으나, 아시아/유럽 LNG 수입 가격은 오히려 더 낮아질 수 있다. 결국 LNG 시장에서의 입지 강화를 위한 미국의 전략은 국내 LNG 도입 가격 하락으로 이어질 수 있다는 판단이다.

II. 이와 맞물리는 전력시장 변화

이제 글로벌 전력수요 증가는 상수로 자리잡았다. 재생에너지의 간헐성을 해소하기 위해서는 가스발전소의 역할이 점점 더 중요해질 것으로 전망된다. 실제로 최근 주요국들의 신규 가스발전소 건설이 매우 활발한데, 그 중에서도 미국과 사우디, 중국 등이 눈에 띈다. 지금까지 2025~2030년에 가동 계획을 밝힌 가스발전소만 500GW 달하는데, 현재 글로벌 가스발전소 2,000GW 대비 약 25% 달하는 규모이다.

그러나 문제는 가스발전소 건설 수요 증가로 핵심 부품인 가스터빈 메이저 공급사들의 수주잔고가 급증함에 따라 납기가 너무 타이트하다는 점이다. 2028년까지의 수주잔고가 이미 확보되어 있어 현재 주문할 경우 인도까지는 약 3~4년이 소요된다. 지금 당장 전력수요가 급증하고 있는 상황에서 가스발전의 매력은 상대적으로 단기 내 대응이 가능하다는 것이었는데, 그 매력이 훼손되지 않기 위해서는 비메이저 업체에 대한 선호도가 높아질 수밖에 없다. 대형 가스터빈 기술은 확보했지만, 레퍼런스 부족으로 아직 국내 수주만 확보한 두산에너지빌리티의 경우, 어부지리 격으로 글로벌 시장 진출 시기가 생각보다 빨라질 수 있어 관심이 필요하다.

III. 사우디/미국 에너지 전략 변화에서 찾는 국내 유틸리티 업종의 기회

유틸리티는 규제산업 특성상 외부요인에 의해 이익 체력이 결정된다. 특히 요금 경직성이 높아 외부요인 중에서 연료비 하락이 그나마 가장 객관적이고 현실성 높은 변수인데, 사우디와 미국의 에너지 전략 변화로 2025~2026년 유틸리티 업체들의 연료비 하락 효과가 기대된다.

원칙적으로는 연료비 연동제에 따라 요금도 하향되어야 한다. 그러나 현 정부에서 추진하고자 하는 '재생에너지를 활용한 데이터센터 전력 수요 대응'과 '에너지 고속도로 건설' 등이 추진되기 위해서는 대규모 전력망 투자가 동반되어야 하는데, 이와 관련된 한국전력의 투자 자원 조달을 위해서는 전력요금 인상이 불가피하다. 따라서 연료비 인하 구간에도 불구하고, 연말 또는 연초 정도에 전력비 인상 시행 가능성이 높을 것으로 예상된다. 그 외에 2026년 도입 예상되는 지역별 차등요금제 적용은 한국전력 전력구입비를 감소시키는 또 다른 비용 하락의 요인이 될 수 있고, 천연가스 개별요금제 적용은 지역난방공사에게 연료비 하락과 동시에 추가적인 원가 경쟁력 확보 요인이 될 전망이다. 이 같은 연료비 하락에 근거한 국내 유틸리티 업체들의 이익 체력 개선으로 2025년부터는 그동안 부재했던 배당도 본격 재개될 수 있겠다.

연료비 하락과 전력비 인상의 관점에서 **한국전력(목표주가 4.7만원)** 매수의견으로 커버리지 신규 개시한다. **지역난방공사(목표주가 11만원)** 역시 연료비 하락과 함께 개별요금제 적용 및 2027~2028년 추가 확대 적용으로 원가 측면의 경쟁력 확보가 가능하다. 기재부가 목표하는 배당성향 40%까지는 아니더라도 배당성향 30% 가정할 경우 배당수익률은 8.6% 달한다. 이익체력 개선 및 높아진 배당매력에 근거하여 지역난방공사도 매수의견으로 신규 커버리지 개시한다. 기존 커버리지 업체인 **SK가스(30만원, 매수)**는 울산GPS, KET, 북미 ESS 등 LPG 외 신사업 본격화 중이고, 금번 동절기에는 지금까지 기대감만 가져왔던 LNG/LPG Optionality 이익 창출을 본격 확인할 수 있을 전망이다.

Part		Key Issue & Takeaways	
Part I	사우디/미국의 에너지 전략 변화	사우디	1. 그동안 무심했던 천연가스 시장 개척에 본격 돌입 ① 비전통가스전 개발 ② LNG 프로젝트 지분 투자 및 장기 구매계약 체결 2. 천연가스 생산 확대를 통한 사우디의 궁극적 목표 ① 원유 수출 확대 → 주요 재정 수입원 유지 ② 발전원 믹스 변화 → 전력비 인하
		미국	원유/천연가스에 이어 LNG 시장 입지 굳히기 본격화 ① 천연가스 생산 증가세 지속 ② 신규 LNG 터미널 건설 확대
Part II	이와 맞물리는 전력시장 변화	이제 글로벌 전력수요 급증은 Default factor	
		전력수요 충족을 위한 가스발전 확대 불가피 & 주요 국가별 동향 점검	
Part III	그 속에서 찾는 유틸리티 업종의 기회	글로벌	① 25~30년 가동 계획 밝힌 가스발전소 규모 총 500GW ② 2H25 기준 글로벌 발전소 용량 2,000GW 대비 +25%
		미국	① 2000년 이후 가장 적극적인 가스발전소 건설 움직임 ② 현재 발표된 프로젝트 모두 완공되면 가스 발전용량 +30%
		중국	① 23년 기준 가스발전 비중 3% 불과 (글로벌 평균 23%) ② PNG 수입 증가로 가스발전소 운영의 경쟁력 확보 ③ 향후 5~7년 내 가스발전 용량 현재 대비 2배 확대 예상
		사우디	① 원유가 아닌, 가스 중심으로 발전원 변화 추진 ② 25~30년 가동 예정 발전소 33GW (15~24년 총 24GW 유입)
		① 사우디/미국 에너지 전략 변화로 유가/천연가스의 구조적 하향 안정화 ② 연료비 하락에도 기대해보는 요금 인상, 그리고 그 이유들	
Part VII	Top Picks	정책1: 재생에너지로 데이터센터 수요 대응 전력망 투자 수반돼야 하는 정책들 정책2: 에너지 고속도로 건설 대규모 투자 집행을 위한 재원 조달 측면에서 전기료 인상 불가피	
		③ 전력구입비 감소 효과를 창출할 수 있는 LMP (feat. 한국전력) 수도권: SMP 및 전력구입비 ↑ 비수도권: SMP 및 전력구입비 ↓	
		④ 천연가스 개별요금제 적용으로 연료비 추가 하락 (feat. 지역난방공사) 사우디/미국 에너지 전략 변화에 따른 절대적인 유가/LNG 도입 가격 하락 KOGAS와의 개별요금제 적용 발전소(대구/양산/청주) 원가 경쟁력 추가 확보 27~28년 말 이후 화성/수원 발전소에도 개별요금제 추가 도입	
		한국전력 (TP 4.7만원)	① 연료비 하락 & 그럼에도 불구하고 전기료 인상 기대 ② 이익체력 개선으로 점진적 재무구조 회복, 배당 재개
		지역난방공사 (TP 11만원)	① 연료비 하락 & 개별요금제 도입으로 경쟁력 추가 상승 ② 이익체력 개선으로 배당 재개. 25년 배당수익률 8.6%
		SK가스 (TP 30만원)	① 25년 UGPS 시작으로 KET, 북미 ESS 등 신사업 확대 ② 동절기 LNG/LPG Optionality 이익 창출 본격화 기대

I. 사우디/미국의 에너지 전략 변화

사우디: 그동안 무관심했던 천연가스 시장 개척에 본격 돌입

사우디는 전통적으로 원유 시장에만 집중할 뿐, 천연가스에는 크게 관심을 두지 않았다. 이는 글로벌 천연가스 생산 기준 사우디 비중이 2.8%로 9위에 그친다는 점에서 잘 드러난다. 참고로 2023년 기준 1위 미국(25.5%), 2위 러시아(14.4%), 3위 이란(6.2%) 등이었고, 사우디는 노르웨이, 알제리와 비슷한 수준이었다. 특히 사우디에는 천연가스 액화설비와 수출터미널 등과 같은 인프라가 전혀 없어 현재 생산되고 있는 천연가스는 전량 내수용으로만 사용되고 있다.

그러나 2024년부터 사우디는 원유 투자는 점차 줄이는 한편, 천연가스 생산량을 늘리기 위한 투자에는 본격적으로 나서고 있다. 국가 전체적으로 원유 의존도를 줄이겠다는 목표 하에 추진 중인 'VISION 2030' 프로젝트와 관련해 2025년 3월 Aramco는 앞으로 원유보다 천연가스 매장량 확보와 생산에 더 높은 우선순위를 두겠다고 밝힌 바 있다. 해당 발표 직후 Aramco는 원유 최대 생산능력을 기존의 1,200만b/d에서 1,300만b/d까지 확대하기 위한 투자 계획을 철회했는데, 이는 지금까지 사우디의 주요 재정 수입원인 원유 판매 수익에 중장기 의존도를 낮추겠다는 의지를 확실하게 보여줬다는 점에서 시사하는 바가 크다.

표1. 글로벌 원유 및 천연가스 생산국 순위 (2023년 기준)

순위	원유		천연가스	
	국가	생산비중	국가	생산비중
1	미국	20.1%	미국	25.5%
2	사우디아라비아	11.8%	러시아	14.4%
3	러시아	11.5%	이란	6.2%
4	캐나다	5.9%	중국	5.8%
5	이란	4.8%	캐나다	4.7%
6	이라크	4.5%	카타르	4.5%
7	UAE	4.1%	호주	3.7%
8	브라질	3.6%	노르웨이	2.9%
9	쿠웨이트	3.0%	사우디아라비아	2.8%
10	멕시코	2.1%	알제리	2.5%

자료: BP, iM 증권 리서치본부

그림1. 사우디 Aramco, 원유 최대생산능력 확대 계획 중단

Saudi Arabia's Aramco halts plans to increase maximum oil production capacity

PUBLISHED TUE, JAN 30 2024 1:41 AM EST | UPDATED TUE, JAN 30 2024 2:52 AM EST

자료: CNBC, iM증권 리서치본부

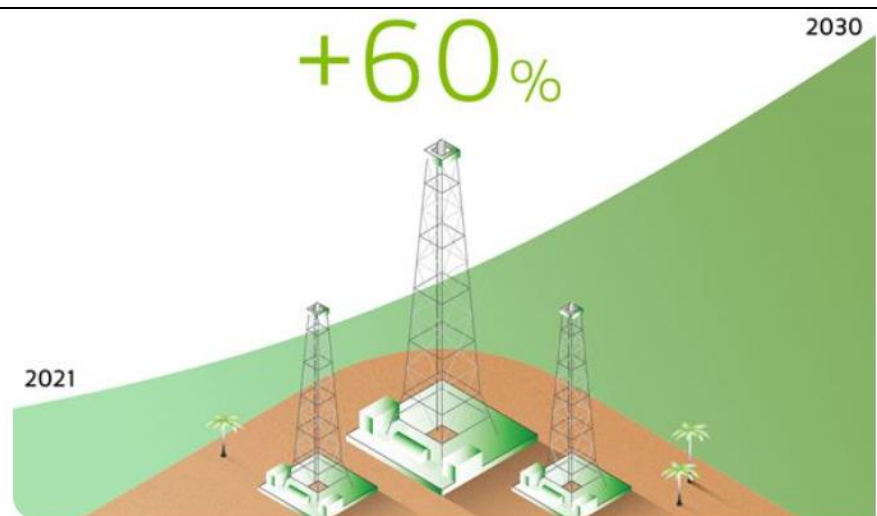
천연가스 시장에서의 입지 확보에 본격적으로 나서는 중

이처럼 사우디는 원유 생산능력을 축소하는 한편, 천연가스 생산량은 적극적으로 늘리겠다는 전략이다. 2030년까지 2021년 대비 생산량을 60% 이상 확대하고, 현재 10위 내에 겨우 속하고 있는 천연가스 시장에서의 입지를 미국과 러시아에 이은 글로벌 3대 천연가스 생산국가로 올라서겠다는 목표를 공식적으로 밝혔다.

Aramco는 이 같은 천연가스 생산량 확대 목표를 달성하기 위해 가스전 개발에 적극적으로 나서고 있는데, 2025년 말에는 사우디 비전통가스전 중에서 규모가 가장 큰 Jafurah 가스전 상업가동이 시작될 예정이다. 해당 가스전은 지금까지 주로 원유에 동반해서 생산되던 사우디의 전통가스전과 달리, 가스와 NGL 등만 집중적으로 생산되는 비전통가스전으로 석유와 가스 생산비율이 거의 유사하다. 향후 10년 동안 해당 가스전의 생산량을 점진적으로 늘려감에 따라 2036년 기준 Jafurah 가스전의 최대 생산량은 2.2Bcf/d 내외로 정점에 도달할 것으로 추정된다. 현재 사우디의 천연가스 생산량이 대략 11Bc/fd 수준임을 감안하면 해당 가스전을 통해서만 생산량이 20% 가량이 증가하는 셈이다.

2025~2026년에는 Tanajib 가스전도 상업가동이 계획되어 있는데, 이 역시 피크 생산량은 2.7Bcf/d로 Jafurah 대비 오히려 조금 더 많을 것으로 예측되고 있다. 이처럼 사우디는 현재 개발 마무리 단계에 진입해 상업생산을 준비하고 있는 주요 가스전 외에도 올해 상반기 Ghizlan, Araam 등 신규 가스전 2개를 추가로 발견하는 등 천연가스 생산 확대에 본격적으로 힘을 쏟고 있는 모습이다.

그림2. 사우디 Aramco, 2030년까지 2021년 대비 천연가스 생산량 60% 확대 목표

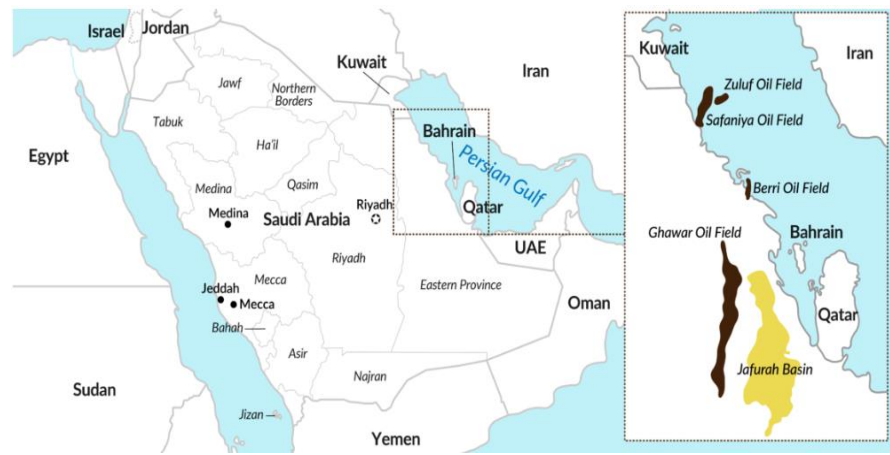


STRATEGY IN ACTION

Aramco plans to increase its sales gas production capacity by more than 60% by 2030 compared to 2021 production levels.

자료: Aramco, iM증권 리서치본부

그림3. 사우디 최대 비전통가스전 Jafurah Basin 위치



자료: GIS, iM증권 리서치본부

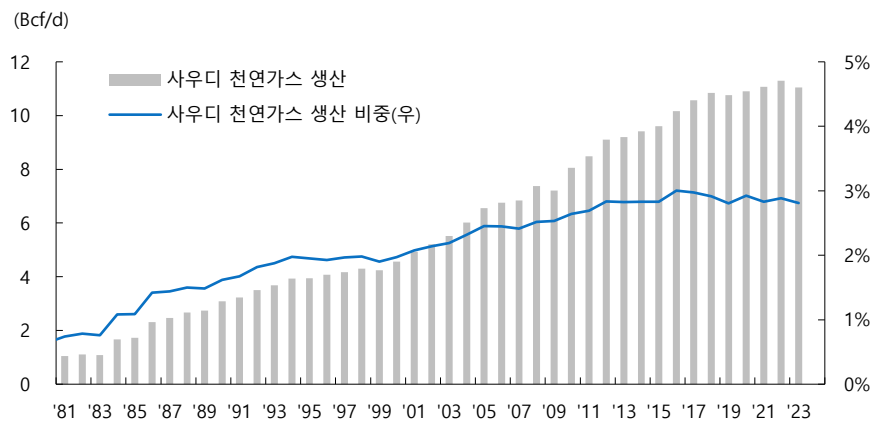
표2. Jafurah 셰일분지와 미국 셰일분지 비교

셰일분지	석유 생산량(천b/d)	가스 생산량(bcf/d)	석유 : 가스 비율	리그 수
Permian	4,770	16.6	1.6:1	402
Bakken	1,480	3.1	2.7:1	52
Eagle Ford	1,390	6.9	1.1:1	78
Niobrara	780	5.7	0.8:1	41
Anadarko	550	7.5	0.4:1	47
Jafurah	550	2.2	1.2:1	-
Appalachia	150	33.1	0.03:1	51
Haynesville	40	12.3	0.02:1	45

자료: MEES(2020.02.28), "Saudi unconventional plans come at a princely price", iM증권 리서치본부

주: Jafurah 가스전은 2036년 최대 생산량 기준

그림4. 사우디 천연가스 생산 및 글로벌 시장에서의 비중 추이



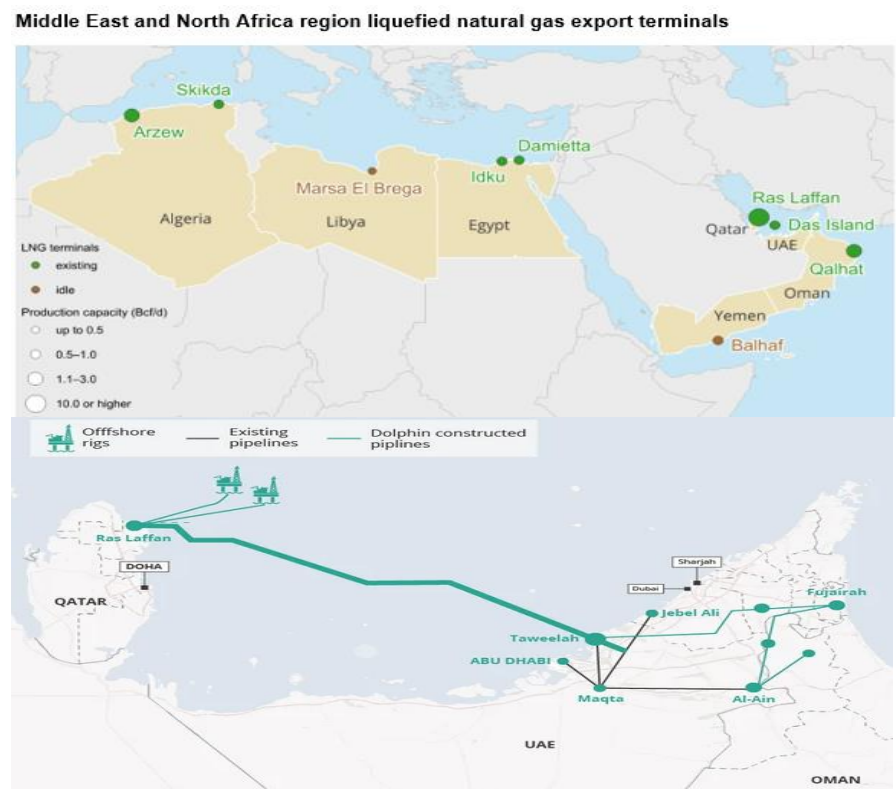
자료: BP, iM증권 리서치본부

천연가스 생산 확대를 통한 궁극적인 목표 (1)원유 수출 확대

사우디가 천연가스 시장에서 얻고자 하는 것은 단순히 가스 생산 및 수출 확대에 그치지 않는다. 중장기적으로는 PNG, LNG 형태로 천연가스를 수출할 수 있겠으나, 일단 이보다는 원유 수출을 늘려 재정 수입을 강화하고, 발전부문에서 가스 활용을 확대하려는 의도이다. 그리고 궁극적으로는 사우디의 전력 생산단가 인하 및 전력 보조금 부담을 축소하는 것까지 목표하고 있는 것으로 해석된다.

원유 판매는 사우디 재정수입에 있어 명실상부 가장 중요한 역할을 맡고 있다. 앞서 언급한 바와 같이 원유 최대 생산능력을 늘릴 투자는 최소화하면서 수출을 확대할 수 있는 방법은 국내 수요를 줄이고, 그 물량을 해외에 판매하는 것이다. 이를 위해 현재 사우디 전력 생산의 30% 이상을 차지하는 유류발전소를 천연가스로 대체한다는 전략이다. 물론, 사우디가 생산한 천연가스도 수출할 수는 있겠지만, 비전통가스전을 통해 생산량을 늘리는 만큼 생산단가가 상대적으로 높아 경쟁국들 대비 압도적인 가격 경쟁력을 갖기가 어렵다. 또한 무엇보다도 천연가스를 해외에 판매하려면 파이프라인이나 액화설비 및 터미널이 필요한데, 중동 지역에서는 카타르, UAE 중심으로 해당 설비들이 집중되어 있다. 사우디는 지금까지 수출입을 하지 않아 인프라를 갖추고 있지 않기 때문에 관련 투자가 이뤄져야만 한다. 이 과정에서 대규모 자금이 투입되는 것은 물론, 시간도 오래 소요되기 때문에 당장 재정수입 확대 수단으로 활용하기에는 한계가 있다.

그림5. 중동 내 LNG 수출터미널 위치(상), GCC 지역 내 국가 간 연결된 PNG 위치(하)



자료: EIA, iM증권 리서치본부

가스로 국내 수요를 충족시키고, 기존의 내수용 원유는 해외 판매로 전환

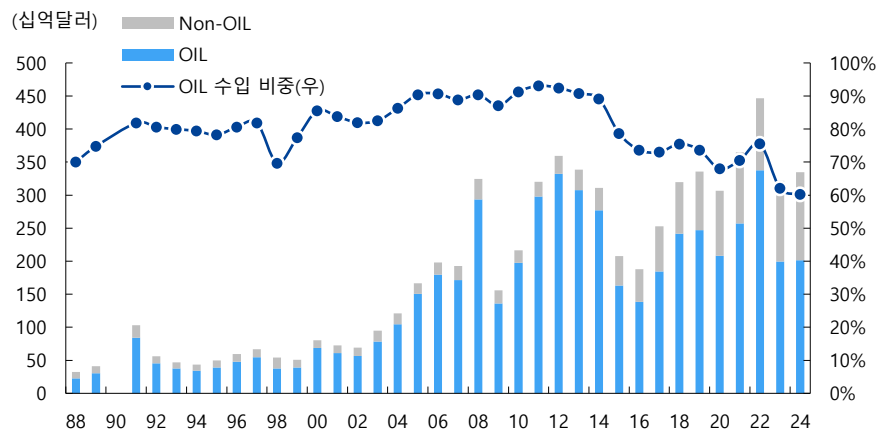
따라서 사우디는 신규로 생산하게 되는 천연가스를 국내 발전용 에너지원 등으로 확대 사용하면서 원유 내수 소비량을 줄이고, 해당 물량을 수출한다는 전략이다. 특히 원유는 별도의 인프라 투자가 필요하지 않을 뿐만 아니라 사우디가 글로벌 시장을 이미 장악하면서 가격 형성을 주도할 수 있는 입장인 만큼 천연가스보다 판매에 있어 훨씬 더 수월한 접근이 가능하다.

2024년 사우디가 원유 판매로 벌어들인 수익은 2,000억달러로 전체 재정수입의 약 60%를 차지했다. 10년 전에 90% 상회한 것과 비교하면 원유 판매를 통한 수입 비중이 대폭 줄어들긴 했으나, 그래도 여전히 재정수입에서 원유 의존도는 절대적이다. 원유 외 재정수입 비중을 확대하겠다는 VISION 2030 하에서도 일정 기간 동안은 그래도 원유 판매를 통한 재정수입이 안정적으로 창출돼야만 한다.

다만, 원유 최대 생산능력을 더 늘리지 않는 상황에서는 생산량 증가도 제한적일 수밖에 없기 때문에 사우디가 재정수입을 안정적으로 창출할 수 있는 방법은 내수에서 소비되는 물량을 해외 판매로 전환하는 것이다. 하지만 최근 사우디는 전력수요 증가로 오히려 발전원으로서 원유사용량이 늘고 있어 수출이 감소하고 있고, 대체 수요품이 없다면 해당 추세는 계속 이어질 수밖에 없다.

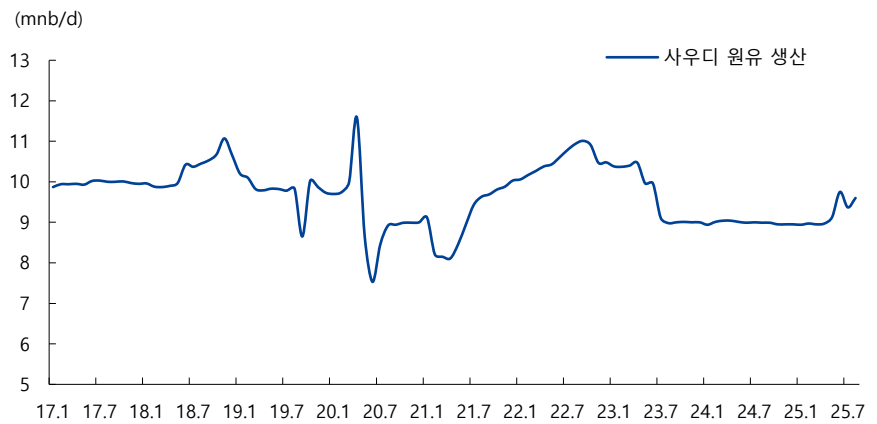
이에 사우디는 Jafurah 가스전에서의 생산을 본격화해 2030년까지 35만b/d의 원유 내수 소비를 천연가스로 대체하는 것을 추진하고 있다. 2024년 사우디 원유 수출량이 600만b/d 내외였음을 감안하면 최소 5~6% 내외 판매량 증가 효과가 생기는 셈이다. Dubai 70달러 기준 연간 재정수입으로 환산하면 약 90억달러의 세입 확보가 추가로 가능해진다. Jafurah 가스전과 함께 신규 운영을 앞두고 있는 Tanajib 가스전 물량까지 내수를 대체하게 되면 사우디는 지금처럼 원유 생산에 자금투입을 최소화하면서도 재정수입을 확대할 수 있는 기회를 갖게 된다.

그림6. 사우디 재정수입 원유 및 원유 외 규모 추이



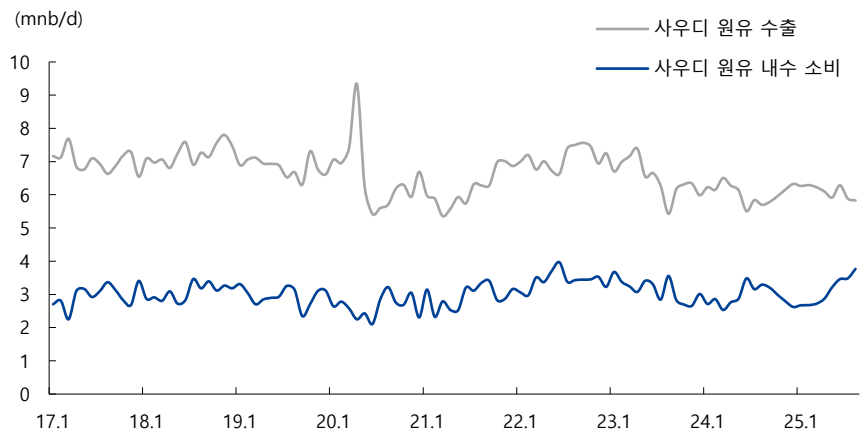
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림7. 사우디 원유 생산량 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림8. 사우디 원유 수출 및 내수 소비량 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

상대적으로 약했던 LNG 부문에 본격적으로 힘을 싣고 있는 Aramco

앞으로 10년간 업스트림 부문 투자에서 천연가스가 상당부분을 차지할 것이라는 Aramco CEO의 발언 이후 실제로 사우디에서는 Jafurah, Ghawar 등 가스전 개발이 활발하게 이뤄지고 있다. 다만, 이들은 지금까지 원유에 수반해 생산되던 전통적인 천연가스와 달리, 오직 가스만 독립적으로 생산되는 비전통가스전이기 때문에 본격적인 상업생산까지는 시간이 다소 소요될 수 있겠다.

사우디는 지금까지 천연가스 시장에서는 상대적으로 약했던 입지를 보완하기 위해 가스전 개발 외에, 미국 등 해외 LNG 프로젝트 지분투자과 장기구매 계약 체결에도 집중하고 있다. 2023년 9월 Aramco의 MidOcean Energy 지분 인수를 시작으로 LNG 부문 투자를 처음으로 시작했는데, 2024년 6월에는 Port Arthur #2Phase 지분을 25% 인수하였고, 2025년 5월에는 호주 Woodside와 Louisiana LNG 프로젝트의 일부 지분 인수에 합의했다.

이처럼 LNG 터미널에 간접적으로 투자를 하는 동시에, 중장기적으로 LNG 시장에서 트레이딩 업체로서의 입지를 확보하기 위한 준비도 하고 있다. 글로벌 LNG 최대 공급자로 확실히 자리매김하고 있는 미국에 특히 높은 관심을 두면서 NextDecade, Sempra 등으로부터 향후 20년동안 연간 600만톤 이상의 LNG 장기구매 계약을 체결했다. 글로벌 최대 원유 생산업체인 Aramco조차 천연가스 사업을 본격적으로 확장하려는 최근의 움직임은 중장기적으로 에너지 시장의 무게중심은 원유에서 천연가스로 옮겨갈 것임을 시사한다.

표3. 사우디 Aramco, 천연가스 및 LNG 관련 주요 투자 내용

부문	천연가스 및 LNG 관련 주요 투자 내용
LNG 업체 또는 프로젝트 지분 투자	(2023.09) MidOceanEnergy 소수 지분 인수, 총 투자금액 5억달러 (2024.06) Port Arthur LNG #2Phase, 지분 25% 인수 (2024.06) Tellurian의 Driftwood LNG 수출터미널 지분 인수 검토 (2025.05) 호주 Woodside와 루이지애나 LNG 프로젝트의 지분 참여 및 오프테이크 관련 합의
가스전 및 가스플랜트 투자	(2023.11) Ghawar 유전에서 비전통가스 최초로 생산 시작. 향후 0.75bcf/d 가스 처리 계획 (2024.02) Jafurah 비전통 가스전 확인매장량 15조cf 상향 조정. 2025년부터 상업생산 예정 (2024.04) Fadhilli 가스플랜트 처리 용량 1.5bcf/d 확대 투자 (2024.06) Jafurah II 개발 및 Master Gas System III 확장 등 전략적 가스 확장 목적 \$250억 이상 규모 계약 체결 (2025.08) GIP 주도 컨소시엄으로부터 Jafurah 가스 처리 시설 대상 \$110억 규모 임대 계약 체결
LNG 구매 계약	(2024.06) 미국 NextDecade로부터 20년간 연 120만톤 LNG 구매 합의 (Rio Grande, #4Train) (2024.06) 미국 Sempra로부터 20년간 연 500만톤 LNG 구매 계약 체결 (Port Arthur, #2Phase) (2025.04) 미국 NextDecade로부터 20년간 연 120만톤 LNG 구매 계약 체결 (Rio Grande, #4Train) (2025.05) 미국 Sempra, NextDecade로부터 도합 연 620만톤 규모 LNG 구매 MoU 체결 계획 발표 (2025.07) 미국 Commonwealth로부터 연 200만톤 LNG 구매 합의 중

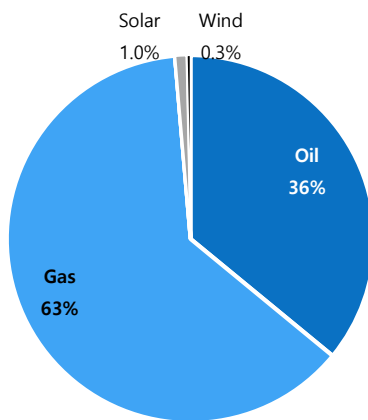
자료: Aramco, iM증권 리서치본부

천연가스 생산 확대를 통한 궁극적인 목표 (2) 발전원 변화 & 전력비 인하

사우디가 천연가스 시장에 힘을 쏟으며 추진하고자 하는 것은 그저 단순히 가스 생산량 확대에만 그치지 않는다. 이보다는 좀 더 나아가서 수익성이 가장 높은 원유 수출량을 늘려 재정 수입을 강화하고, 국내 발전원으로 가스 활용을 확대해 발전부문에서의 비용 부담을 낮추고자 하는 목적이 더 중요하다.

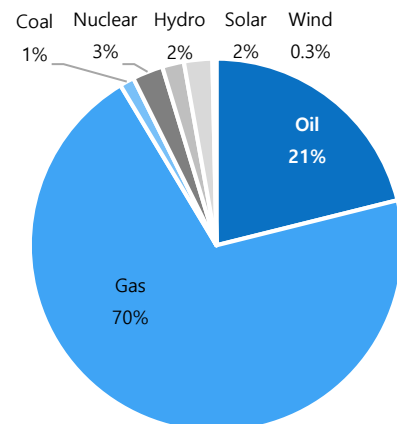
현재 사우디 발전원의 약 36%는 원유가 차지하고 있는데, 유류발전소는 원전과 석탄발전소 대비 발전단가가 매우 높다. 가스발전과 비교해도 우리나라의 경우 시간대별로 차이는 있으나, LNG 발전과 비슷하거나 유류발전소 비용이 더 높은 편이다. 이처럼 비싼 발전단가로 인해 한국은 물론, 글로벌 1위 산유국 미국 등을 포함해 대부분 국가에서는 유류발전소 비중이 낮고, 그마저도 침투발전원으로서 가장 마지막에 일부 가동되는 정도이다. 반면, 중동은 원유 생산량이 많아 가격이 낮지만, 원전은 없거나 매우 제한적이라 유류발전에 대한 의존도가 높은 편이다. 가령, 중동 전체 평균 유류발전 비중은 20%, 글로벌 최대 산유국 사우디는 36% 각각 달하는데, 이는 글로벌 평균 2%와 비교하면 상당히 높은 수준이다.

그림9. 사우디 발전원별 비중 (2023년 기준)



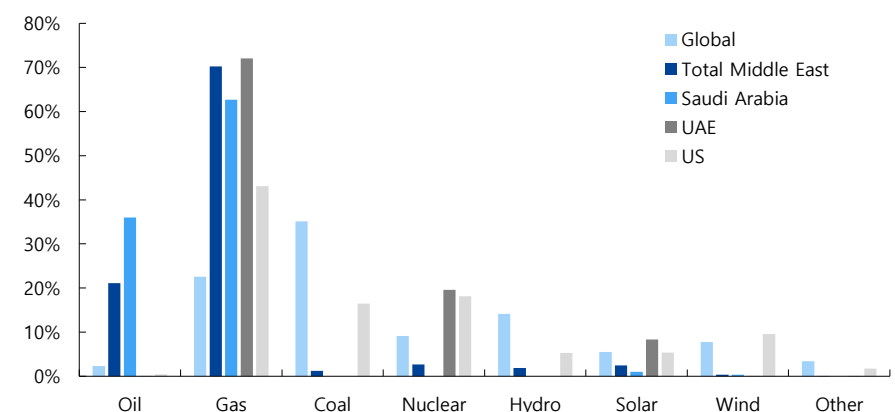
자료: BP, iM증권 리서치본부

그림10. 중동 전체 발전원별 비중 (2023년 기준)



자료: BP, iM증권 리서치본부

그림11. 글로벌과 중동, 미국 발전원별 비중 (2023년 기준)



자료: BP, iM증권 리서치본부

가스발전 확대: 발전단가 인하 & 전력보조금 축소 일석이조 누릴 수 있어

그러나 중동 내 원유 공급가격이 아무리 저렴하다고 하더라도, 발전단가가 가장 낮은 원전이나 석탄 발전소가 거의 없어 중동 국가들의 전력 생산비는 결코 낮지 않다. 2021년 기준 사우디와 카타르, UAE, 쿠웨이트 등 GCC 6개 산유국들의 전력 생산비용은 kWh당 0.11달러였는데, 이는 원화 환산 기준 154원으로 7월 국내 SMP 117원보다도 더 높은 수준이다. 저렴한 전기료는 주요 복지 중 하나인 만큼 GCC 국가들은 보조금 지급을 통해 높은 전력 생산단가를 상쇄시켜주고 있는데, 보조금을 감안한 전력요금은 6개국 평균 kWh당 0.062달러(원화 기준 86.8원)에 그쳤다. 결국 전력판매에서 이익을 창출한 국가는 하나도 없는 셈이다. 2022년 이들이 전력부문에서 지급한 보조금 금액만 사우디 250억달러, UAE 120억달러, 쿠웨이트 110억달러 등에 달했다.

특히 GCC 6개국 중에서도 전력 판매량까지 감안했을 때 사우디의 적자 규모가 가장 두드러졌다. 2021년 사우디의 전력생산에 투입된 비용은 34.7백만달러였던 반면, 전력 판매를 통한 수익은 20.7백만달러에 그쳐 총 14.0백만달러의 손실을 기록했다. 쿠웨이트 4.5백만달러, UAE 4.4백만달러, 카타르 3.3백만달러 등의 손실과 비교하면 상당히 큰 편인데, 이는 사우디 유류발전소 비중이 중동 산유국 평균 대비 훨씬 더 높다는 점에 근거한다.

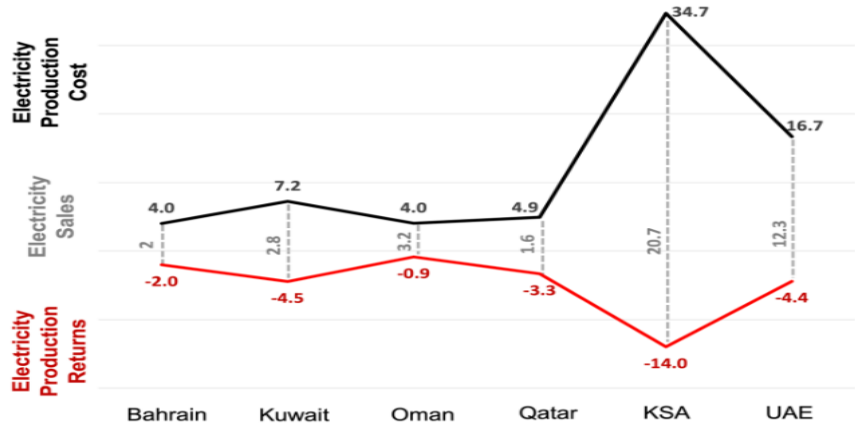
또한 쿠웨이트와 UAE 등 천연가스 생산이 국내 수요에 미치지 못하는 국가들은 수입을 통해서라도 이를 충당하고 있는 반면, 사우디는 국내 생산에 맞춰 사용량을 제한하고 있어 상대적으로 가스 발전단가가 높기 때문으로 추정된다. 참고로 현재 중동 지역에 LNG 수입터미널은 쿠웨이트와 UAE, 바레인 3곳에만 총 4개가 운영되고 있어 천연가스 수입은 대부분 이들을 통해서 이뤄지고 있다. 2023년 중동 LNG 수입은 쿠웨이트 90%, UAE 10% 등이 각각 차지했고, PNG 수입의 60%는 카타르, 오만과 파이프라인으로 연결된 UAE를 통해 유입되었다.

그림12. GCC 6개국 전력 생산비용과 보조금 감안한 전력요금 비교(2021년 기준)



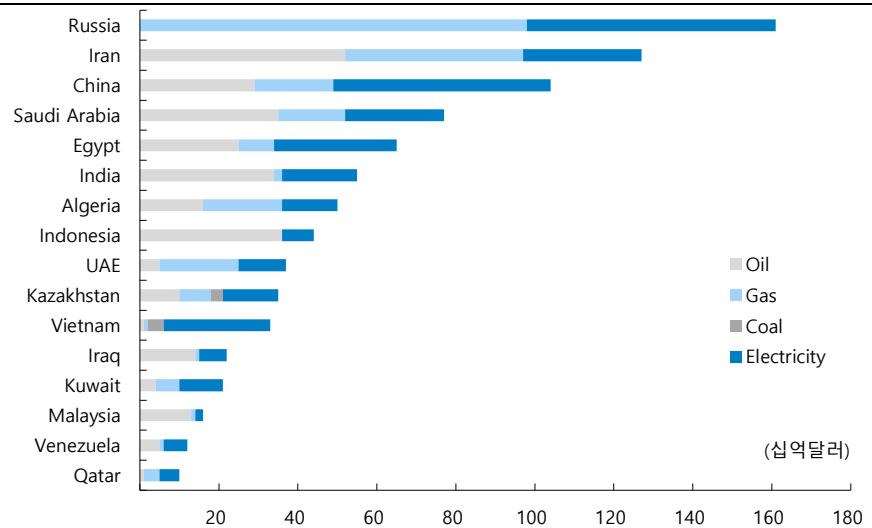
자료: Middle East Institute, iM증권 리서치본부

그림13. GCC 6개국 전력 총 판매수입 및 생산비용 비교 (2021년 기준)

Figure 4: Electricity Generation in the Gulf: Estimated Cost, Sales, and Losses in 2021 (In Million USD)

자료: Middle East Institute, iM증권 리서치본부

그림14. 주요국 전기료 및 화석연료 보조금 지급 규모



자료: IEA, iM증권 리서치본부

그림15. 중동지역에서 운영 중인 LNG 수출입터미널: 카타르/쿠웨이트/UAE 정도에만 위치

Liquefied natural gas import and export terminals in the Persian Gulf

자료: EIA, iM증권 리서치본부

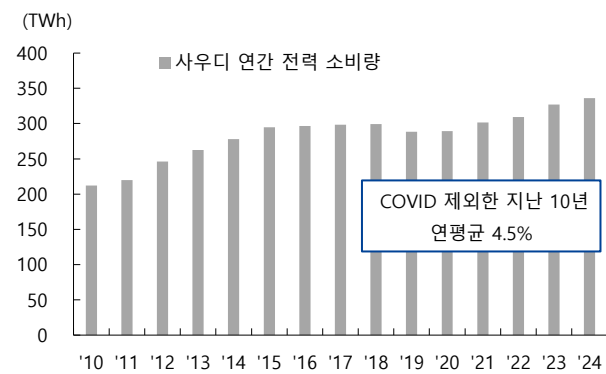
VISION 2030 프로젝트로 급증하는 전력 수요에 효율적 대응 가능

사우디 전력 수요 증가율은 COVID 시기를 제외한 지난 10년 연평균 기준 4.5% 정도로 높은 편이다. 이런 와중에 사우디 정부는 'VISION 2030' 프로젝트 하에서 산업화 및 탈석유 정책으로 광물 제련과 석유화학 다운스트림, 수소 및 암모니아 생산, 스마트시티 건설 등을 추진하고 있는데, 이들 모두 공통적으로 전력을 많이 사용하는 에너지 다소비 산업이다.

따라서 사우디의 산업구조 변화에 따라 향후 전력 수요 증가율은 점점 더 높아질 수밖에 없다. 실제로 사우디 정부가 2016년 'VISION 2030' 발표한 이후 관련 투자가 진행되면서 2023년 수요는 327TWh로 전년동기 대비 +5.6% 증가했고, 2025년 상반기 전력 수요는 2024년 상반기 대비 +10% 증가한 것으로 파악된다.

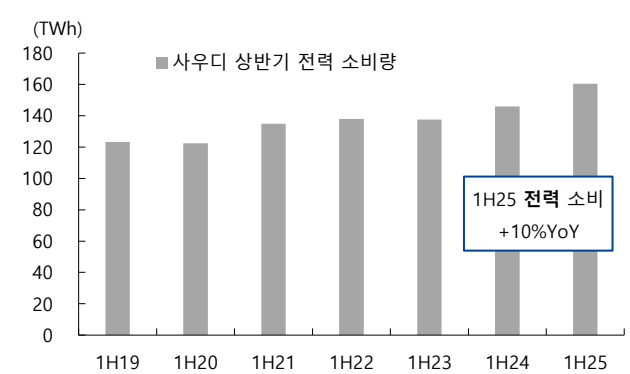
스마트시티 내 데이터센터 건설과 비석유 부문 중심의 산업화가 진전될수록 결국 전력수요 증가율 상향은 피할 수 없다. 이런 상황에서 단가 높은 유류발전원으로 전력을 계속 생산하면 전력요금 부담으로 경쟁력을 확보하기가 어렵고, 정부가 전력 보조금을 지급하더라도 그만큼 재정지출 부담이 늘어나야 함을 의미한다. 따라서 사우디 입장에서는 비석유 부문 산업의 육성과 경쟁력 확보, 중장기적 재정 부담을 낮추기 위해서는 발전원의 근본적인 변화가 절대적으로 필요하다.

그림16. 사우디 연간 전력 소비량 추이



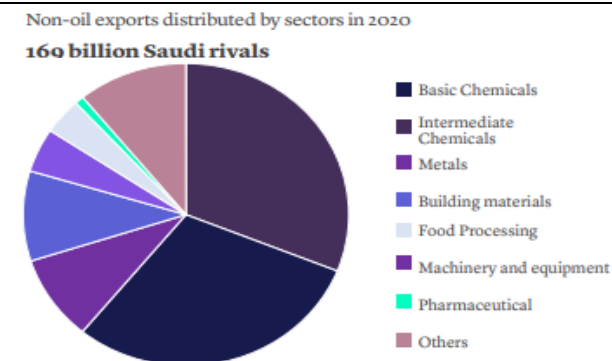
자료: MEES, iM증권 리서치본부

그림17. 사우디 상반기 기준 전력 소비량 추이



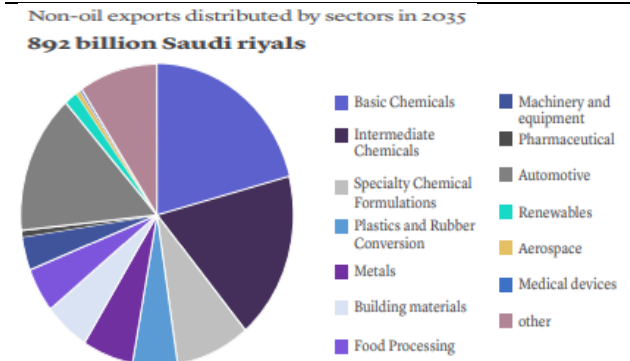
자료: MEES, iM증권 리서치본부

그림18. 사우디 원유 외 산업별 수출 규모 (2020년 기준)



자료: Saudi NIS, iM증권 리서치본부

그림19. 사우디 원유 외 산업별 수출 규모 2035년 기준 목표



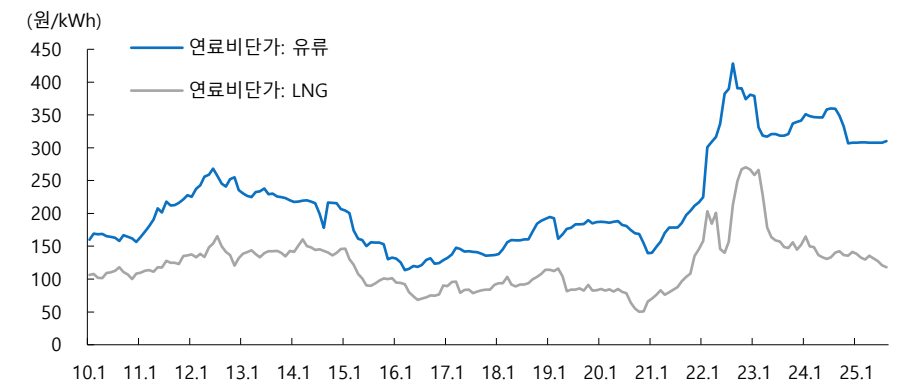
자료: Saudi NIS, iM증권 리서치본부

천연가스 시장 강화를 통해 사우디가 대내외적으로 얻을 수 있는 것들

가스발전은 유류발전 대비 초기 투자비용이 높긴 하나, 발전단가와 탄소배출 등 전반적인 부분에서 더 경쟁력 있는 에너지원으로 구분된다. 특히 천연가스복합 발전소는 가스터빈과 스팀터빈을 결합 가동하는 만큼 효율성이 통상 60% 상회해 유류발전소 평균인 30% 대비 높고, 연료비 또한 가스발전이 더 저렴하다. 가령, 한국은 Dubai 70~75달러와 LNG 평균 수입단가가 mmbtu당 12~13달러 내외일 때 연료비 단가는 유류발전이 300원으로 가스발전 120원 대비 약 2.5배 더 높다.

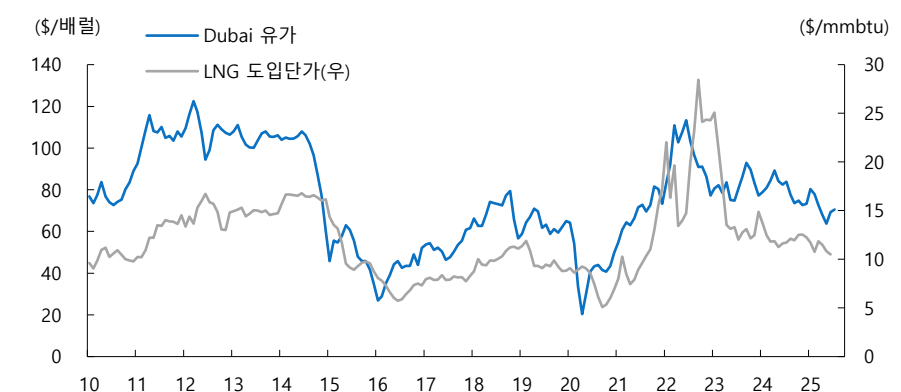
사우디는 국내 에너지 사용에 대해서 정부가 보조금을 지급하고 있지만, 수출을 통한 잠재적 기회비용까지 고려하여 원유 투입비용을 70달러로 가정하고 천연가스의 공급가격은 1.8~2.1달러 내외라고 했을 때 가스발전 대비 유류발전의 상대적 발전단가는 한국보다 훨씬 더 높을 것으로 추정된다. 여러모로 사우디가 발전원에서 가스 역할을 확대해야만 하는 이유들이 충분하다. 대내적으로는 원유 사용을 줄이는 대신 천연가스 활용을 확대해 전력요금 인하와 산업 경쟁력을 강화하고, 대외적으로는 이 과정에서 발생한 잉여 물량의 원유를 수출함으로써 재정수입을 확대하는 투트랙 전략을 취할 수 있다는 점에서 사우디의 천연가스 시장 강화 움직임은 앞으로 더욱 뚜렷해질 것으로 전망한다.

그림20. 한국의 유류발전과 LNG 발전 연료비 단가 비교



자료: EPSIS, iM증권 리서치본부

그림21. Dubai 유가 및 LNG 도입단가 비교



자료: Bloomberg, KITA, iM증권 리서치본부

2. 미국: 글로벌 LNG 시장에서 입지 굳히기 전략

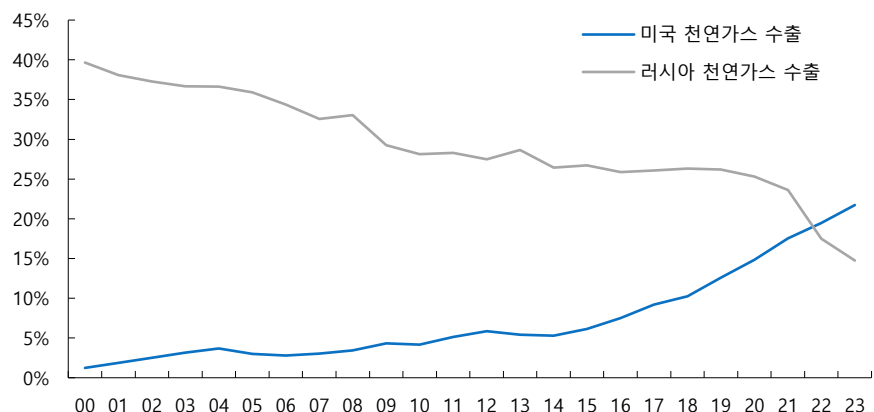
원유/천연가스 시장 장악에 이어 LNG 수출 확대 본격화에 나서는 중

미국은 2018년 기점으로 원유 시장에서 글로벌 1위 산유국으로 부상하게 됐으나, 천연가스 시장에서는 이미 40년 전부터 러시아와 1~2위를 다투는 탑티어 국가 중 하나였다. 그러나 미국 인근에 육상으로 수출할 만한 곳이 제한적이고, 액화해 판매할 수 있는 인프라 또한 부재해 대부분 내수 시장에서만 소비되고, 나머지는 플레어링해서 버려졌다. 반면, 러시아는 파이프라인을 통해 유럽으로 천연가스를 판매하면서 글로벌 물동량의 25% 이상을 차지하는 최대 수출국으로 자리잡았다.

2022년 러시아-우크라이나 전쟁 발발 전까지만 하더라도 미국은 가스보다는 원유 생산과 수출을 늘리면서 원유 시장에서의 입지를 강화하는데 주력해왔다. 그러나 러-우 전쟁 이후 러시아산 PNG 공급이 제한됐고, 2018~2019년 사이 미국 내 신규 터미널도 완공됨에 따라 천연가스 수출을 본격적으로 확대하기 시작했다. Sabine Pass LNG 터미널 상업가동이 시작된 2016년 하반기 평균 22.8bcf 규모였던 미국 수출량은 2025년 상반기 433bcf로 약 10년도 되지 않는 기간 동안 20배 넘게 증가했다.

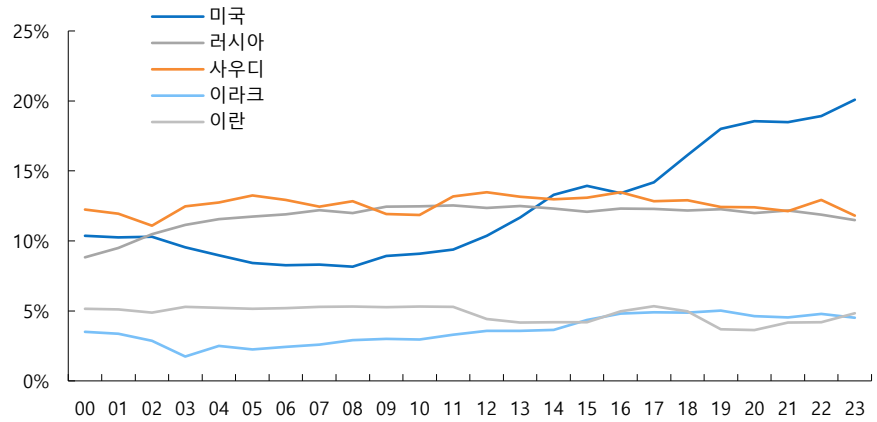
반면, 러시아 물량은 급감하며 미국은 이제 천연가스 시장에서 생산량 기준 26%, 수출량 기준 22% 등을 각각 차지하는 명실상부 1위 국가가 되었다. 원유 시장에 이어 천연가스 시장도 미국이 완전히 장악한 셈이다. 미국은 여기서 그치지 않고 에너지 시장에서의 입지를 더욱 강화하겠다는 계획인데, 그 안에서도 원유보다는 천연가스 확대에 그 무게중심이 더 놓이는 모습이다. 특히 이미 완공돼 상업가동 중인 9개의 터미널 외에 2027년까지 터미널 4개가 추가로 완공될 예정이고, 그 이후에도 상업가동을 계획하고 있는 프로젝트가 다수 있는 만큼 미국은 이들을 활용하여 LNG 수출을 대폭 늘리는 것을 추진하고 있다.

그림22. 글로벌 천연가스 수출에서 미국, 러시아 비중 추이



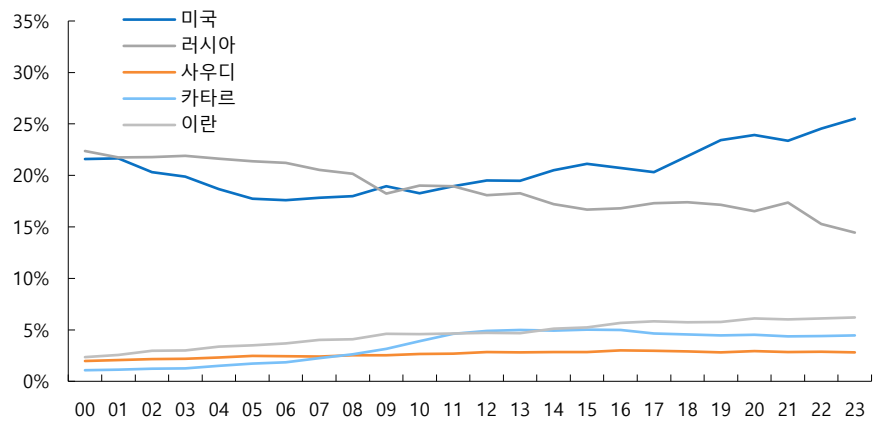
자료: BP, iM증권 리서치본부

그림23. 글로벌 주요 원유 생산국 및 생산비중 추이



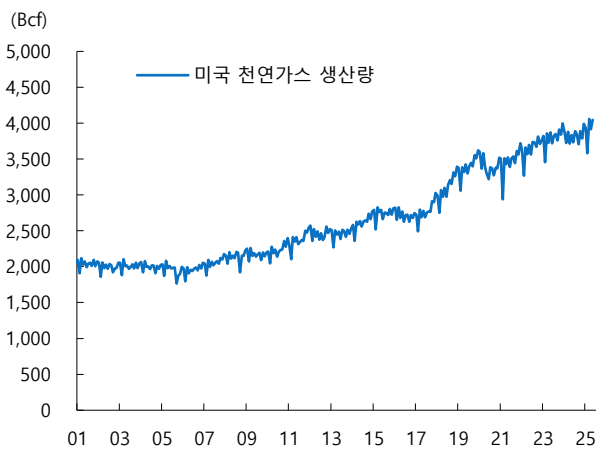
자료: BP, iM증권 리서치본부

그림24. 글로벌 주요 천연가스 생산국 및 생산비중 추이



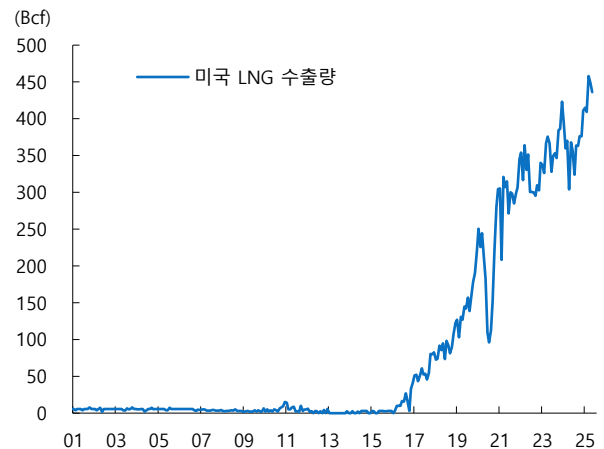
자료: BP, iM증권 리서치본부

그림25. 미국 천연가스 생산량 추이



자료: EIA, iM증권 리서치본부

그림26. 미국 LNG 수출량 추이



자료: EIA, iM증권 리서치본부

미국의 LNG 시장 입지를 강화시킬 요인 (1)천연가스 생산량 증가

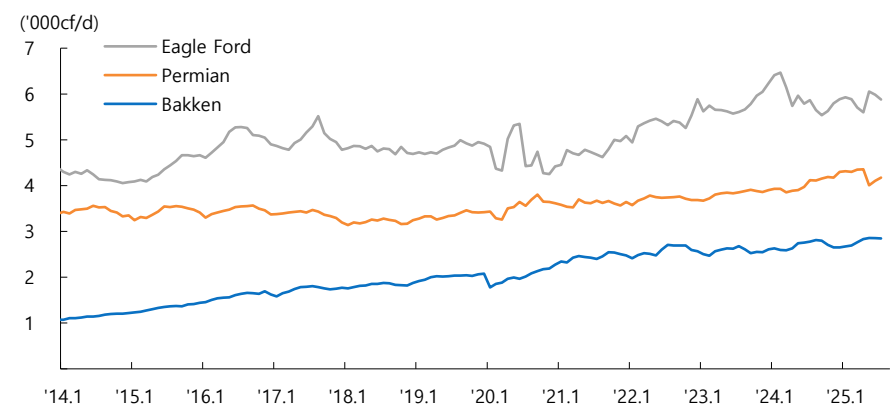
이미 천연가스 시장을 장악한 미국이 LNG 시장에서 입지를 더 강화하려면 물량 증가가 동반되어야 하는데, 이는 생산과 수출량 모두에 적용된다. 생산량의 경우 지난 4년간 바이든 정부에서 제한된 원유 시추 및 생산활동으로 최근 신규 유정 수가 좀처럼 늘어나지 못하고 있고, DUC 재고는 역사적 저점까지 낮아져 있다. 이에 미국 산유량은 2025년 초 정점 도달한 후 점진적으로 감소하는 추세이지만, 천연가스는 이와 달리 증가세가 좀 더 지속될 수 있을 것으로 판단한다.

1-1. 주요 원유 분지들의 GOR 비율 상승세

실제로 최근 원유 생산량이 점차 줄어들고 있음에도 불구하고 천연가스 생산량은 계속 증가하며 매주 역사적 고점을 경신하고 있다. 복합적인 요인들이 영향을 미치고 있지만, 그 중 하나로 주요 유전의 GOR 비율 상승을 꼽을 수 있다. GOR(Gas-to-Oil Ratio)은 유전에서 원유 1배럴 생산에 수반되는 천연가스 양을 나타내는 수치로 Permian, Bakken, Eagle Ford 등 주로 원유 생산이 집중되어 있는 분지들의 GOR 비율이 지난 10년간 꾸준히 상승해왔다.

이들 지역은 전통적으로 원유 비중이 높아 GOR 비율이 낮았는데, 셰일혁명으로 생산량이 본격적으로 늘어나기 시작한 이후 비율이 점차 높아졌다. 이는 원유와 천연가스가 같이 매장되어 있는 Associated gas 유전에서의 원유 생산이 늘어나면 셰일층 압력이 낮아지기 때문에 함께 묻혀있던 천연가스 방출이 훨씬 쉬워지는 영향이다. 동일 지역에서 더 많은 유정이 활동할 때도 비슷한 논리로 주변 압력이 낮아지며 천연가스 생산이 늘어나게 된다. 이는 원유 생산에 수반되는 천연가스 양이 점점 더 많아짐을 의미하기 때문에 과거와 동일한 정도의 원유 시추 및 생산활동 하에서 천연가스 생산량은 오히려 더 많아질 수 있음을 시사한다. Permian, Bakken 분지의 원유 생산량은 2025년 말 정점 도달한 후 2026년 말까지 점차 감소할 것으로 예상됨에도 불구하고, 같은 기간 천연가스 생산량은 오히려 증가세가 예상되는 것은 GOR 비율 상승세로 설명된다.

그림27. 미국 내 주요 원유 분지들의 GOR 비율 추이



자료: BP, iM증권 리서치본부

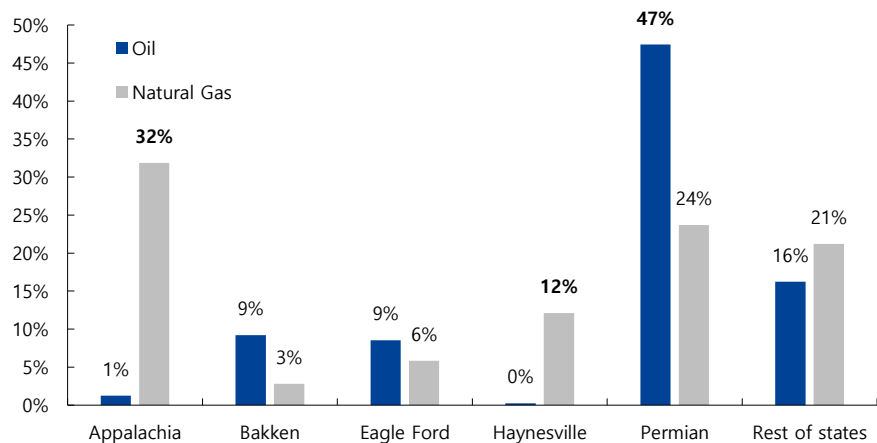
1-2. 핵심 천연가스 분지들의 DUC 유정 증가

미국에서 천연가스 생산량이 가장 많은 지역은 Appalachia, Permian, Haynesville 등으로 3곳이 차지하는 비중은 전체 생산량의 약 70% 달한다. 특히 그 중에서도 Appalachia, Haynesville 분지는 원유 없이 천연가스만 집중적으로 생산되고 있어 이들은 미국 천연가스 생산의 핵심 지역으로 구분된다.

이들 분지에서 주목할 점은 2022년 이후 DUC 유정의 수는 오히려 증가했다는 점이다. 바이든 행정부에서의 시추 및 생산 규제 강화로 Eagle Ford, Permian 등 주요 분지들은 신규 시추와 DUC 유정이 대폭 감소한 것과는 대조되는 모습이다. Appalachia, Haynesville 지역에서 시추활동이 더 활발하게 이뤄진 것이 아님에도 DUC 유정이 늘어난 것은 Freeport 터미널의 반복되는 가동 차질과 2024년 신규 터미널 완공 지연 등으로 LNG 수출이 제한됨에 따라 DUC 활용을 최소화하며 천연가스 생산을 줄였기 때문으로 추정된다. 2024년 처음으로 전년 대비 감소한 미국의 천연가스 생산량이 이를 방증한다.

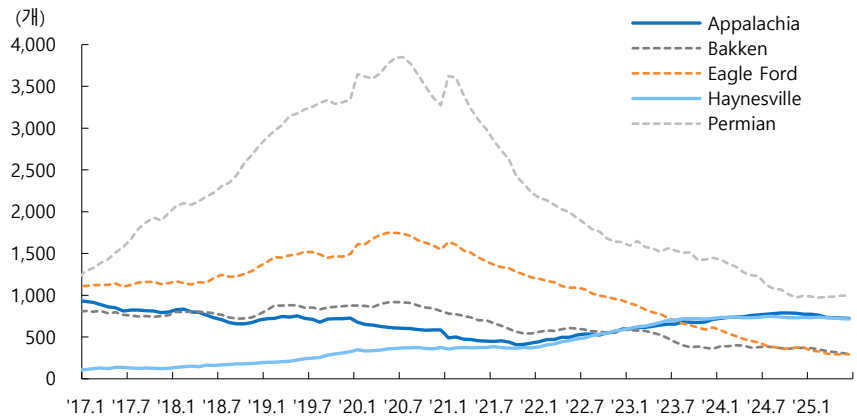
DUC(Drilled but Uncompleted) 유정은 시추했지만 아직 완결 작업은 마무리되지 않은 상태에 있는 것을 의미한다. 이들은 완결 작업을 통해 수개월 내에 생산으로 연결될 수 있는 일종의 재고와 같은 역할을 한다. 따라서 최근 주요 분지들에서의 더딘 리그 활동으로 신규 유정 수가 좀처럼 증가하지 못하고 있음에도 불구하고, Haynesville, Appalachia 분지에서 확보해 둔 DUC 활용을 통해 2026년까지는 미국 천연가스 생산량 증가세가 이어질 수 있다는 판단이다. EIA 역시 주요 분지 원유 생산량은 2025년 말 정점에 달한 후 2026년까지 점진적으로 감소할 것으로 전망하는 반면, 천연가스는 Haynesville, Appalachia, Permian 분지에서 증가세가 이어질 것으로 전망하고 있다.

그림28. 2024년 기준 주요 분지별 원유 및 천연가스 생산 비중



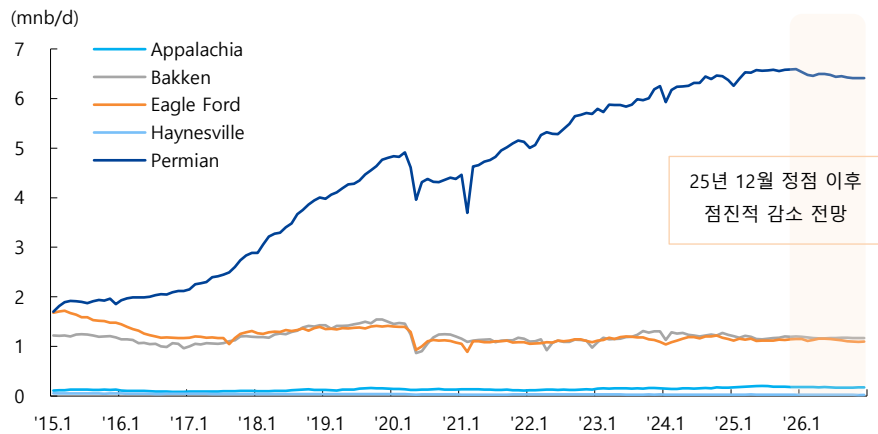
자료: EIA, iM증권 리서치본부

그림29. 주요 분지별 DUC 재고 수 추이



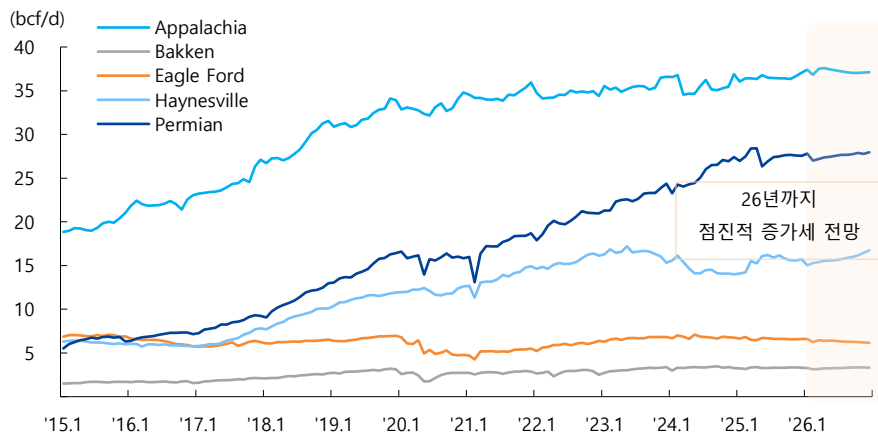
자료: EIA, iM증권 리서치본부

그림30. 주요 분지별 원유 생산량 추이 및 전망



자료: EIA, iM증권 리서치본부

그림31. 주요 분지별 천연가스 생산량 추이 및 전망



자료: EIA, iM증권 리서치본부

미국의 LNG 시장 입지를 강화시킬 요인 (2)LNG 터미널 확대

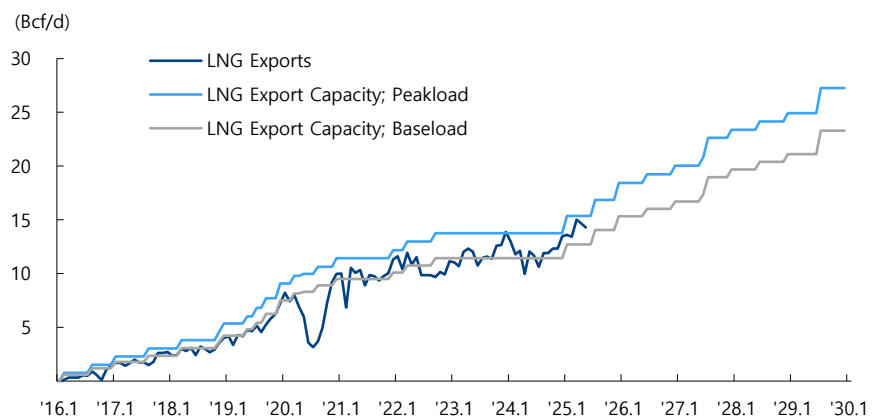
2016년 당초 LNG 수입 터미널로 운영되던 Sabine Pass 터미널을 수출 터미널로 개조해서 운영한 것이 미국 LNG 수출의 시발점이다. 그 이후에 Corpus Christi, Freeport 등의 수입 터미널들도 수출용으로 전환 및 상업가동을 시작하면서 현재 총 9개의 터미널이 운영 중에 있다. 2024년 12월 완공 및 상업운전을 막 시작한 Plaquemines, Corpus Christi 프로젝트까지 감안하면 미국 LNG 수출가능 용량은 베이스로드 기준 12.7Bcf/d 규모인데, 2025년 상반기 기준 수출량은 14.2Bcf/d로 이미 이를 넘어서고 있다. 피크로드 기준 용량이 15.35Bcf/d 정도라 사실상 현재 상당 수의 터미널이 초과 가동되고 있는 셈이다.

2-1. 향후 4년간 LNG 터미널 순차 완공 및 상업가동 예정

따라서 미국이 LNG 시장에서 입지를 더욱 강화하기 위해서는 천연가스 생산을 늘리는 것 뿐만 아니라 이를 해외로 수출할 수 있는 인프라가 추가로 갖춰져야만 한다. 2024년 바이든 행정부의 Non-FTA 국가들에 대한 수출 승인 중단 지시로 신규 프로젝트들 DOE 승인까지 전면 중단되면서 터미널 유입이 당초 계획 대비 지연되었으나, 트럼프 집권 이후 해당 절차가 매우 빠르게 진행되고 있다.

2025년에는 Plaquemines, Corpus Christi 터미널의 가동이 본격화되고, 2026년과 2027년에 걸쳐 Golden Pass 터미널 운영이 순차적으로 개시될 예정이다. 그 이후 2027~2028년에는 Port Arthur, Rio Grande 터미널도 각 단계별로 상업가동을 시작함에 따라 미국 LNG 수출가능 용량은 꾸준히 확대될 것으로 예상된다. 특히 특정 년도에만 터미널이 집중되는 것이 아니라, 매년 1~2개의 프로젝트 상업운영 개시가 예정되어 있는 만큼 미국 내 천연가스 생산량 증가는 큰 병목현상 없이 수출량 증가로 이어질 수 있을 전망이다.

그림32. 미국 LNG 수출량 및 터미널 용량 추이



자료: EIA, iM증권 리서치본부

주: 각 터미널 단계별로 상업가동 예정 시기에 용량 전체가 유입되는 것으로 가정

2-2. 최근 DOE 승인 재개로 2030년 이후 신규 터미널도 대거 유입

현재 건설 진행 중인 터미널 외에도 2024년 바이든 행정부에서 일시 중단되었던 신규 프로젝트들에 대한 FERC, DOE 승인 또한 빠르게 재개되고 있어 2030년 이후에도 미국의 LNG 수출가능 용량 증가세는 이어질 것으로 전망된다. 트럼프 대통령이 취임 직후 Non-FTA 국가들에 대한 LNG 수출 승인 검토를 즉각 재개하도록 행정명령을 내리자 불과 한 달도 지나지 않아 Commonwealth LNG 터미널을 시작으로 주요 프로젝트들에 대한 DOE 승인이 완료되었다. 그 외 올해 상반기에만 Calcasieu Pass #2, Port Arthur LNG #2, Southern LNG 등 최소 6개 이상의 터미널이 FERC 또는 DOE 승인을 받았고, 2025년 말까지 FID 완료하는 것을 목표로 하고 있다. 터미널 건설에 투입되는 자금 조달 및 LNG 장기 판매계약 등의 FID 절차가 마무리되고 나면 통상 6개월 이후부터 터미널 건설에 돌입한다.

가령, Port Arthur LNG Phase 1 터미널의 경우 2023년 3월에 FID 완료한 이후 9월부터 건설에 돌입했고, 2027년과 2028년에 Train 1,2 상업운동을 각각 개시할 예정이다. 이와 같은 타임라인을 감안하면 현재 정부 기관으로부터 승인을 받고 연말 내에 FID 완료를 목표로 하고 있는 프로젝트들 중 대부분은 2030년 기점으로 상업가동을 시작할 것임을 의미한다. 물론, FID와 터미널 건설 과정에서 예상치 못한 이슈들이 발생하면서 당초 계획했던 것보다 실제 완공이 지연될 가능성은 충분히 존재한다. 그럼에도 불구하고 이미 FERC 및 DOE 승인을 받고 FID 단계 돌입한 프로젝트만 10개가 넘는데, 이들이 하나둘씩 순차적으로 완공 및 가동을 시작하더라도 2030년 이후 미국의 수출 용량은 대폭 증가할 수 있다.

현재 건설 중인 프로젝트만으로도 미국의 LNG 수출 터미널 용량은 2024년 기준 11.4Bcf/d 대비 2029년까지 23.3Bcf/d로 5년 동안 대략 2배 이상 늘어나는 만큼 단기적으로도, 중장기적으로도 수출 인프라는 미국이 LNG 시장에서의 입지를 강화시켜 나가기에 충분하다. 앞으로 확실한 것은 터미널 용량 부족으로 미국이 천연가스 수출과 생산량을 모두 줄일 수밖에 없었던 지난 2024년과 같은 상황이 재현될 가능성은 매우 낮다는 점이다. 오히려 미국 천연가스 생산량 증가 속도가 수출 터미널 용량 증가 속도를 따라갈 수 없음을 고민해야 한다.

표4. 현재 건설 중에 있어 2025~2029년 상업가동 계획 중인 미국 LNG 수출 터미널 및 용량

Service Start Year	Project name	Operator	Capa (Bcf/d)	
2025FY	Plaquemines LNG Phase 1	Venture Global LNG	2.6	Total 4.2 Bcf/d
	Corpus Christi Stage 3	Corpus Christi Liquefaction Stage III	1.6	
2026FY	Golden Pass Train 1, 2	Qatar Petroleum, ExxonMobil	1.7	Total 1.7 Bcf/d
2027FY	Golden Pass Train 3	Qatar Petroleum, ExxonMobil	0.9	Total 4.2 Bcf/d
	Port Arthur LNG Phase 1	Sempra Energy	1.9	
	Rio Grande LNG Phase 1 Train 1, 2	NextDecade Corporation	1.4	
2028FY	Rio Grande LNG Phase 1 Train 3	NextDecade Corporation	0.7	Total 0.7 Bcf/d
2029FY	Woodside Louisiana LNG Phase 1	Woodside Energy	2.2	Total 2.2 Bcf/d

자료: US Department of Energy, iM 증권 리서치본부

표5. 각 상태별 미국 주요 LNG 수출 프로젝트 및 향후 진행 세부사항

Status	Project Name	Operator	Capa(Bcf/d)	Start Year
Operating	Sabine Pass LNG Terminal	Cheniere Energy	4.56	2016.05
	Cove Point LNG Terminal	Berkshire Hathaway, Brookfield Infrastructure Partners	0.77	2018.04
	Elba Island LNG Terminal	Blackstone, Kinder Morgan	0.36	2019.09
	Corpus Christi LNG Terminal	Cheniere Energy	2.40	2019.03
	Cameron LNG Terminal	Sempra Energy, Mitsui, TotalEnergies, Mitsubishi, NYK	2.12	2019.07
	Freeport LNG Terminal	Freeport LNG, JERA, Osaka Gas	2.38	2019.11
	Calcasieu Pass LNG Terminal	Venture Global	1.70	2022.05
	Plaquemines LNG Phase 1	Venture Global	2.60	2024.12
	Corpus Christi Stage 3	Cheniere Energy	1.59	2024.12
Under Construction	Golden Pass	Qatar Petroleum, ExxonMobil	2.57	2026
	Port Arthur LNG Phase 1	ConocoPhillips, KKR, Sempra Energy	1.91	2027~2028
	Rio Grande LNG Phase 1	NextDecade, TotalEnergies, Global Infrastructure Partners	1.44	2027
	Woodside Louisiana LNG	Woodside Louisiana (Tellurian sold all stake to Woodside)	2.33	2027~2028
Status	Project Name	Operator	Capa(Bcf/d)	Current Update
FERC or DOE Approved	Lake Charles LNG	Energy Transfer	2.33	2025 연내 FID 완료 목표
	Magnolia LNG	Glenfame Group	1.23	DOE, FERC 승인 완료
	Cameron LNG Train 4	Sempra Energy, Mitsui, TotalEnergies, Mitsubishi, NYK	1.41	2025 연내 FID 완료 목표
	Freeport LNG Train 4	Dow Chemical, Freeport LNG, Osaka Gas, Zachry Hasting	0.72	완공기한 2031년 연장 승인
	Rio Grande LNG Phase 2	NextDecade, TotalEnergies, Global Infrastructure Partners	1.44	2025 연내 FID 완료 목표
	Gulf LNG	Kinder Morgan, General Electric, AES Corporation	1.53	완공기한 2029년 연장 승인
	Delfin FLNG	Fairwood Peninsula, Talisman Global Capital Master	1.80	DOE, FERC 승인 완료
	Texas LNG	Glenfame Group	0.56	2025 연내 FID 완료 목표
	Alaska LNG	State of Alaska	2.55	DOE, FERC 승인 완료
	Commonwealth LNG	Kimmeridge, Commonwealth LNG	1.20	DOE, FERC 승인 완료
	Port Arthur LNG Phase 2	ConocoPhillips, Sempra Energy	1.91	2025 연내 FID 완료 목표
	Calcasieu Pass 2	Venture Global	3.96	DOE, FERC 승인 완료
	Southern LNG	Blackstone, Kinder Morgan	0.08	DOE, FERC 승인 완료

자료: US Department of Energy, iM증권 리서치본부

주: 미국 LNG 터미널 건설 관련 통상적인 주요 절차는 PHMSA, FERC(터미널 건설 관련 환경/안전 검토) 승인 → DOE 최종 승인(FTA 역외국가 수출 관련) → FID 완료 → 건설 작업 등으로 이뤄짐

미국의 철강 수입품 관세 부과에도 LNG 프로젝트 영향은 미미

최근 미국의 철강 및 알루미늄 수입품 관세 부과로 LNG 터미널 건설비 인상 및 그에 따른 프로젝트 지연 등의 우려가 대두되고 있으나, 실질적 영향은 크지 않을 것으로 판단한다. LNG 터미널 건설에 가장 많이 사용되는 철강제품은 탄소강과 스테인리스인데 이들을 포함해 미국 철강 수요의 약 80%는 자급자족되고 있고, EPC에 투입되는 자재와 장비도 대부분 내부에서 조달 이뤄지고 있기 때문이다.

가령, 현재 CP2 터미널 건설을 준비 중에 있는 Venture Global은 2025년 상반기 컨퍼런스콜에서 Phase1 자재는 이미 확보해 관세 영향은 CAPEX의 1% 남짓에 불과하다고 밝혔다. 아직 FID를 완료하지 않아 자재 확보 전인 Phase2 단계에서 노출될 관세와 고금리 영향까지 모두 감안하더라도 CP2 터미널 건설 총 투자비 증가율은 기존 대비 3~4% 수준에 그칠 것이라는 가이드를 제시하였다.

그 외 Port Arthur LNG 터미널 건설을 추진 중인 Sempra Energy 또한 국내에서 대부분 자재를 조달해 관세부과에 따른 직접적인 영향은 총 CAPEX 대비 2~3% 예상된다고 언급했다. 이처럼 현재 진행 중인 LNG 터미널 중 FID 전후단계의 프로젝트는 자재 조달을 완료해 관세 영향이 거의 없고, 아직 해당 절차를 끝내지 못했더라도 미국은 철강제품의 수입 의존도가 낮아 프로젝트 진행에 있어 타격은 매우 미미할 것으로 예상된다. 결국 현재 계획된 LNG 터미널들은 예정대로 완공 및 상업가동되며 글로벌 LNG 시장에서 미국의 입지 확보를 지지해줄 전망이다.

표6. 현재 건설 준비 중인 미국 주요 LNG 프로젝트별 관세 관련 영향 코멘트

업체명	LNG 터미널 프로젝트	25년 상반기 컨퍼런스콜에서 언급된 관세 부과로 인한 프로젝트 영향
Venture Global	Calcasieu Pass 2	1) 프로젝트 Total Budget Guidance 상황 조정 - Phase 1 & 2 건설 총 투자비 예산 가이드선: \$270~280억 → \$285~295억으로 +3.5% 상향 - 관세 뿐만 아니라 고금리 영향을 함께 반영한 것 2) 상호관세 부과로 인한 EPC 및 투입자재 비용 코멘트 - 대규모 내부 EPC 팀 고용해서 외부 EPC가 수행하는 비중 상당히 낮춰놓은 상태 - Phase 1: 대부분 조달 완료. 관세 영향 가이드선 \$2.1~3.5억 예상 (CAPEX 대비 1.2% 수준) - Phase 2: 자재 조달 전이라 상호관세 영향은 존재. 다만, Phase 1 대비 규모 작아 영향은 비슷할 듯
Energy Transfer	Lake Charles LNG	1) FID 진행 상황 - 25년 말까지 FID 마무리 목표, 현재 주요 업체들과 LNG 판매계약 체결 중 2) 상호관세 부과로 인한 EPC 및 투입자재 비용 코멘트 - 관세 영향 포함해도 당초 예상했던 수준과 거의 유사. EPC 계약 상태에 대해 매우 만족 중
Sempra Energy	Port Arthur LNG Phase 2	1) FID 진행 상황 - 25년 말까지 Phase 2 프로젝트 FID 마무리 목표, 현재 주요 업체들과 LNG 판매계약 체결 중 2) 상호관세 부과로 인한 EPC 및 투입자재 비용 코멘트 - 대부분의 장비 국내에서 조달해 직접적인 영향 제한적. CAPEX 대비 약 2~3% 예상 - Phase 1 프로젝트는 90% 이상 미국 내에서 조달해 관세 영향은 CAPEX 대비 약 1% 불과 - Phase 2 프로젝트는 아직 FID 전이라 자재 조달 및 주요 계약 진행 중
NextDecade	Rio Grande LNG Phase 2	1) FID 진행 상황 - Train 1~3 단계는 23년 7월 완료했고, Train 4~5 단계는 25년 9월 중반 마무리 예상 2) 상호관세 부과로 인한 EPC 및 투입자재 비용 코멘트 - 각 Train EPC 비용: Train 2(\$75억), Train 3(\$100억), Train 4(\$47.7억), Train 5(\$43.2억) - 모든 Train EPC 계약 완료: Train 1~3(19년 5월), Train 4(24년 8월), Train 5(25년 6월) w/Bechtel

자료: 각 사, iM증권 리서치본부

사우디의 에너지 전략 변화의 의미: 중장기적으로 유가 하락세 불가피

1938년부터 원유를 생산하기 시작한 이후 지난 90년간 원유시장에만 집중해왔던 사우디가 천연가스 시장에 본격적으로 진입하고 있다. 지금까지는 원유와 함께 동반 생산된 가스를 내수에서 제한적으로 사용하는데 그쳤으나, 앞으로는 생산을 대폭 늘려 내수 시장에 보다 적극적으로 대응하겠다는 것이다. 이를 통해 사우디 내에서 소비되는 원유를 천연가스로 대체하고, 여기에서 발생하는 잉여 물량은 수출함으로써 원유 부문에 대규모 추가 투자없이 재정수입을 늘린다는 전략이다.

그러나 사우디가 천연가스 시장을 강화하려는 진짜 의도는 재정수입 확대를 넘어 발전원 믹스 변화에 있다. VISION 2030 프로젝트 하에 사우디 전력 수요는 매년 빠르게 증가하고 있어 신규 발전원에 대한 투자가 지속적으로 이뤄져야 하는데, 현재 발전량의 35% 차지하는 유류발전은 발전단가가 높고 탄소배출량도 많아 주요 발전원으로 유지하기에 한계가 있다. 이에 상대적으로 발전단가와 탄소배출 측면에서 더 우위인 가스발전소를 늘려 발전단가 인하와 비석유 산업들의 경쟁력 강화, 전력보조금 관련 정부세출 축소 등을 달성하기 위한 목적으로 해석된다.

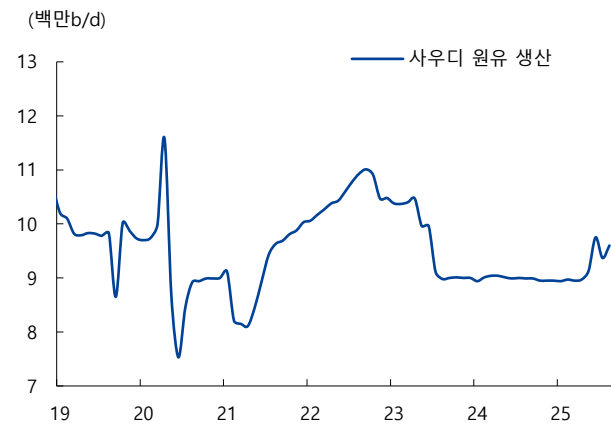
결국 사우디의 천연가스 시장 강화는 VISION 2030 달성을 위해서는 절대적으로 필요한 과정인 셈이다. 중장기적으로 가스 생산 및 원유 대체 수요 증가로 사우디 원유 수출량이 늘 수밖에 없고 이는 유가 하락세를 견인하는 요인이 될 전망이다. 과거처럼 사우디가 원유 수출만 주요 수입원으로 의존했다면 OPEC+ 감산을 통한 가격 통제를 이어가겠지만, 이제 천연가스 생산 확대가 가장 주요한 방향인 만큼 사우디의 에너지 시장 전략은 과거와 완전히 다른 관점으로 바라봐야 한다.

미국의 LNG 시장 장악 움직임: 아시아/유럽 LNG 가격 구조적 하향 안정화

2012년과 2017년 천연가스, 원유에서 1위 생산국이 된 미국은 그 장악력이 점점 더 강해지고 있다. 그러나 초반에 집중적으로 생산된 후 수명이 짧은 셰일오일 특성상 투자가 계속 이뤄져야 하는데, 바이든 정부에서의 규제 강화로 신규 시추 및 DUC 유정이 대폭 줄어 현 시점에서는 단기 내 원유 생산량을 늘리기 어렵다. 반면, 사우디는 오히려 증산 전환과 천연가스 생산 확대로 향후 원유 수출 증가가 예상돼 원유 시장에서는 사우디가 미국의 점유율을 재차 탈환할 가능성이 높다.

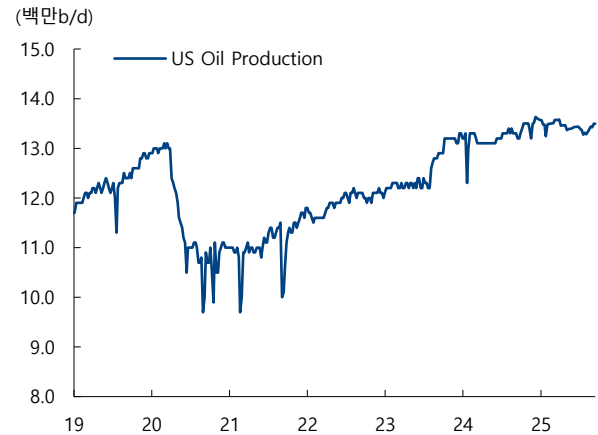
반면, 천연가스는 상황이 다르다. 미국 주요 천연가스 분지의 DUC 증가와 GOR 상승으로 원유와 달리 가스는 생산량 증가세 지속이 예상된다. 2025년 이후 매년 액화터미널도 꾸준히 유입되는 만큼 LNG 시장에서 미국의 장악력은 점점 더 강화될 전망이다. 이로 인해 미국 내 천연가스 가격은 상방압력이 강해지겠지만, 아시아와 유럽 LNG 수입 가격은 오히려 하방압력이 더욱 높아질 수 있다. 결국 LNG 시장에서의 입지 강화를 위한 미국의 에너지 전략은 국내를 포함한 아시아 역내 LNG 도입 가격 하락으로 이어질 수 있다는 판단이다.

그림33. 사우디 원유 생산량 추이



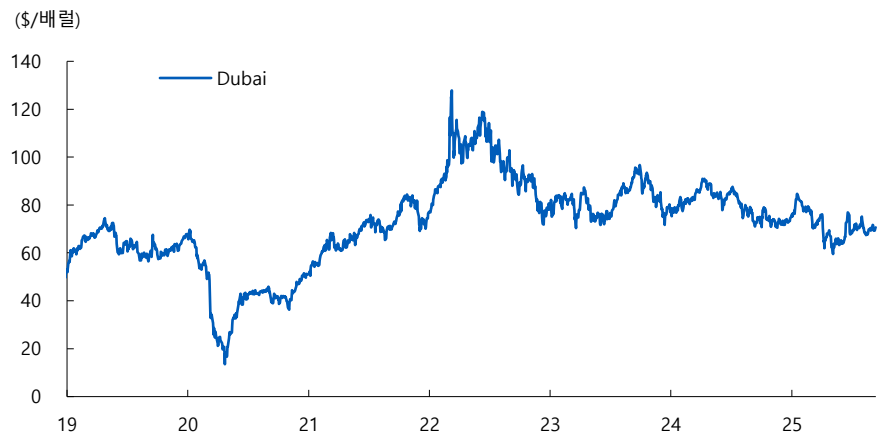
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림34. 미국 원유 생산량 추이



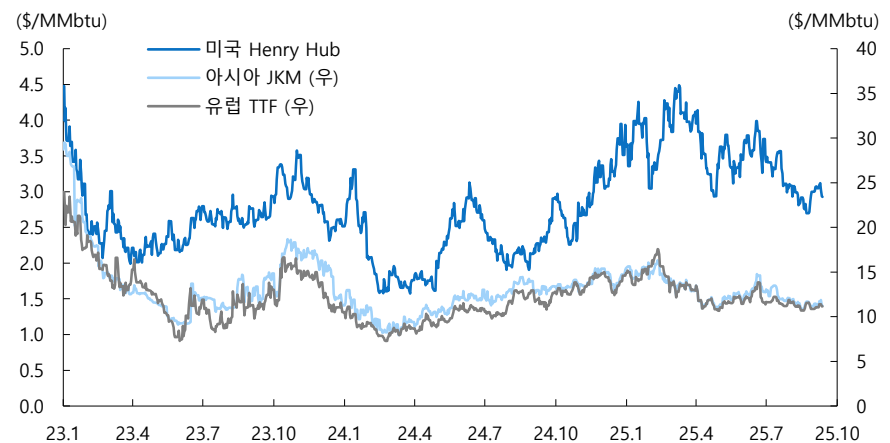
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림35. Dubai 유가 추이



자료: Petronet, iM증권 리서치본부

그림36. 지역별 천연가스 가격 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

2. 이와 맞물리는 전력시장 변화

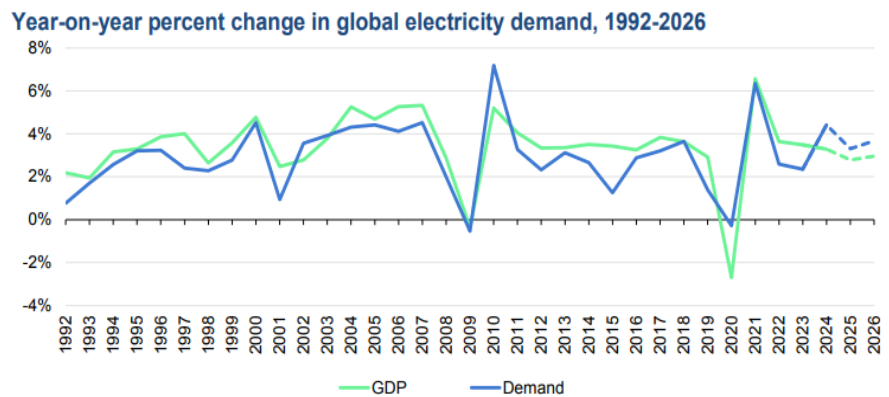
이제 글로벌 전력수요 급증은 default factor

글로벌 전력소비 증가율 과거 10년 평균 2.0% vs 2024~2026년 평균 3.8%

COVID 팬데믹 기간을 제외한 지난 5년 및 10년간 평균 2.0~2.5% 내외에 그친 글로벌 전력소비 증가율은 2024년 4.4%로 급증했고, 2025년과 2026년에도 각각 3.3%, 3.7%에 달할 것으로 전망된다. 과거 대비 높은 수준의 전력소비 증가율은 이제 디폴트 값이 되고 있다. 그 배경에는 하절기 폭염이 길고 강해지며 에어컨과 같은 냉방제품 사용 증가와 EV 침투율 상승 등이 있겠지만, 무엇보다 데이터센터 확대에 의한 전력수요 증가가 가장 절대적이다. 이에 2010년 이후 지금까지 단 한번도 글로벌 GDP 성장률을 상회한 적이 없던 전력소비 증가율이 2024년 이후 역전됐는데, 이는 단순히 1~2년에 그치는 일시적 추세에 그치지 않을 전망이다.

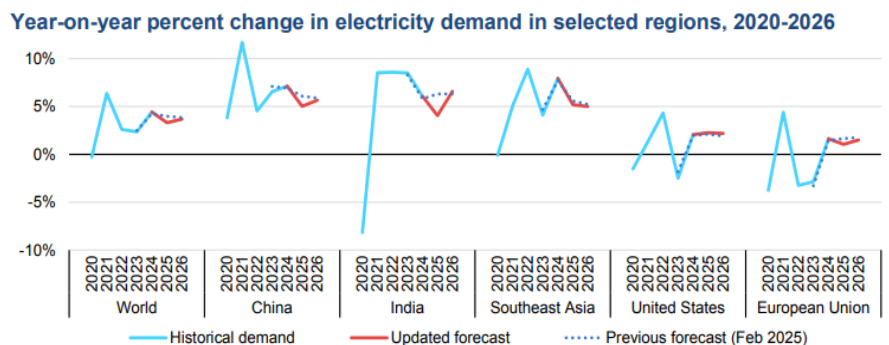
특히 IEA는 중국과 인도 산업활동 둔화로 이전 전망치 대비 전력수요 증가율을 하향조정한 반면, 미국은 데이터센터 집중으로 과거 및 이전 전망치 대비 전력 수요 증가세가 지속될 것으로 전망하고 있다는 점에서 인상적이다.

그림37. 연간 글로벌 전력 수요 전망 및 YoY 증가율 추이



자료: IEA, iM증권 리서치본부

그림38. 2019~2025년 글로벌 주요 지역별 전력 수요 전망 YoY 추이



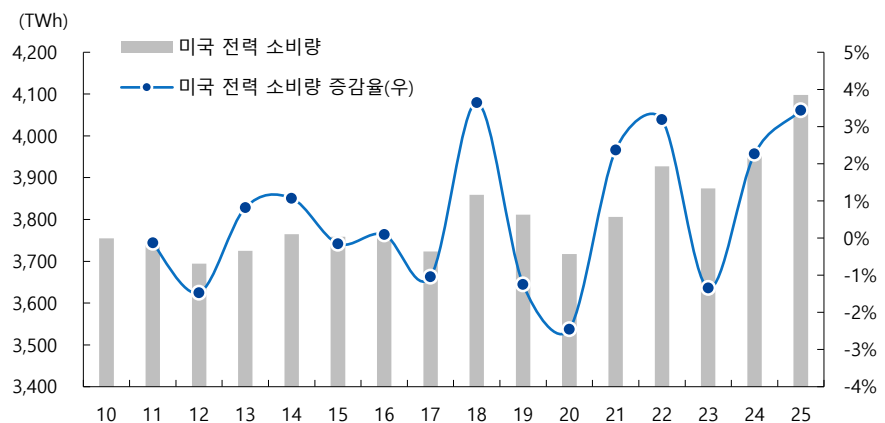
자료: IEA, iM증권 리서치본부

미국에서 뚜렷하게 입증되고 있는 데이터센터와 전력소비 증가율의 상관관계

특히 데이터센터 집중도가 가장 높은 미국에서의 전력수요 증가율이 두드러진다. 2010년 이후 평균 증가율이 0.4% 그쳤던 미국은 2021~2022년 기점으로 수요가 대폭 늘기 시작해 2024년 2.3%, 2025년 3.4% 내외의 증가율을 기록할 것으로 예상된다. 특히 지난해 기준 미국 총 전력소비에서 데이터센터 관련 비중이 4% 달하며 글로벌 평균 2% 남짓을 훌쩍 상회하고 있는데, 그 비중은 매년 1%pt씩 늘어나면서 2030년에는 전체 수요의 약 12% 달할 것으로 추정된다.

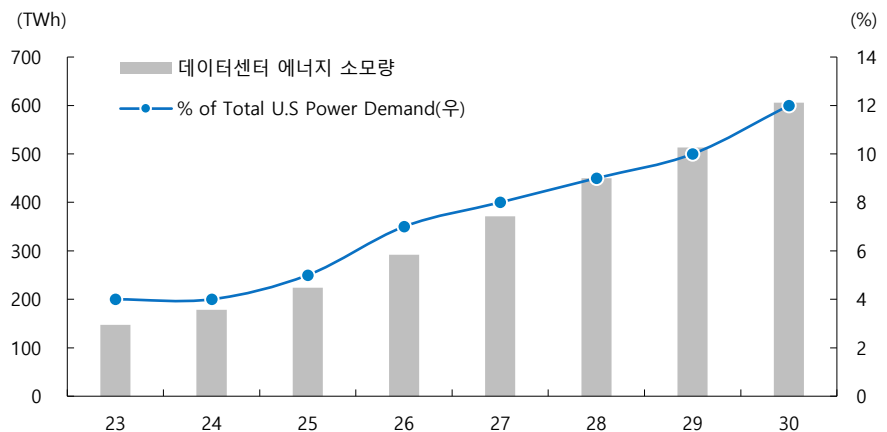
특히 미국 내에서도 데이터센터가 밀집되어 있는 동부 지역들의 상업용 전력수요 증가율이 높는데, 대표적으로 2022~2024년에 North Dakota 전력수요 증가율은 평균 +19.0% 달했고, Virginia +8.9%, Arizona +5.8% 등을 기록했다. 같은 기간 미국 전체 평균이 2.6% 수준이었던 것과 비교하면 상당히 높은 폭의 증가이다.

그림39. 2010~2025년 미국 전력 소비량 및 YoY 증감율



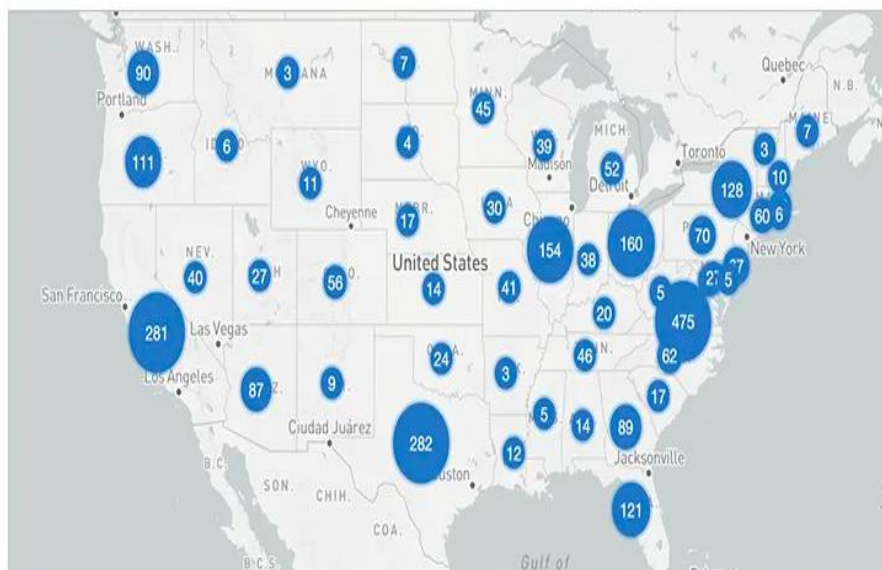
자료: EIA, iM증권 리서치본부

그림40. 미국 데이터센터 관련 전력수요 비중 추이 및 전망



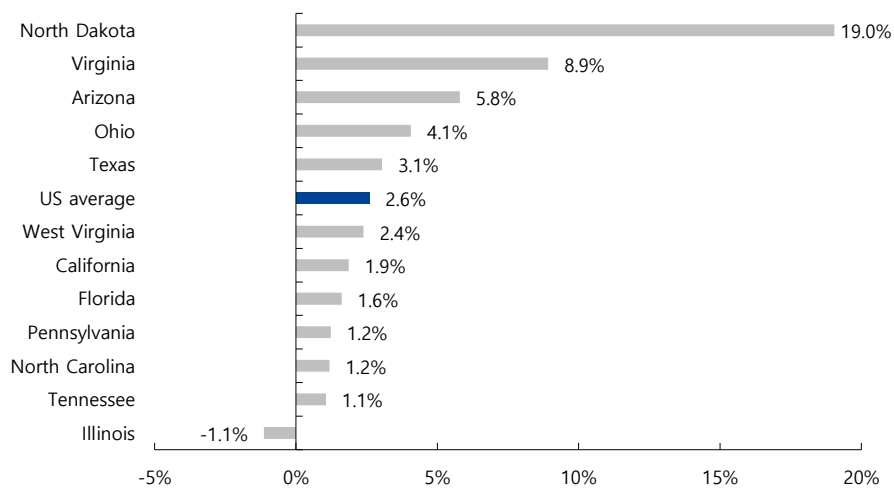
자료: McKinsey, iM증권 리서치본부

그림41. 미국 주(州)별 데이터센터 수 (2024년 9월 기준)



자료: EIA, iM증권 리서치본부

그림42. 미국 주요 주(州)별 2022~2024년 평균 상업용 전력수요 증감률



자료: EIA, iM증권 리서치본부

전력수요 충족을 위한 가스발전 확대 불가피

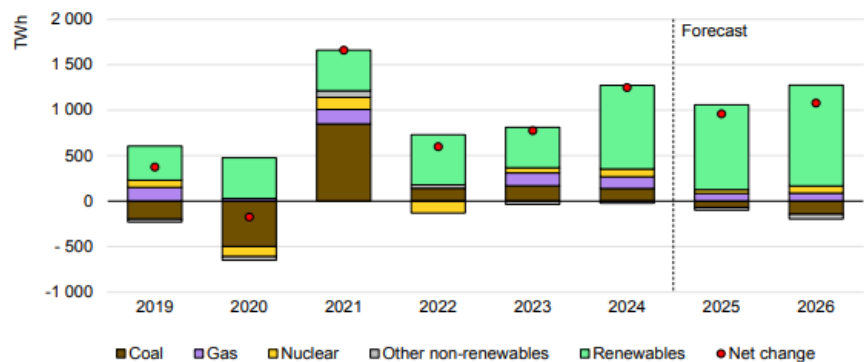
신규 발전원 대부분을 차지하는 재생에너지의 한계는 너무도 명확

국가를 막론하고 이제 신규 에너지원의 대부분은 재생에너지가 차지하고 있는데, 2025~2026년에는 그 비중이 90%를 훌쩍 넘어설 것으로 예상된다. 이에 2024년 글로벌 전체 발전량의 약 14% 차지했던 태양광과 풍력 비중이 2025년에는 17%, 2026년에는 19% 등으로 꾸준히 증가할 것으로 전망된다.

재생에너지의 한계점인 간헐성을 메꾸기 위해 ESS 같은 저장장치에 대한 투자도 동반해서 증가하는 추세이다. 그러나 배터리를 통한 전기 저장은 짧게는 1일에서 길어야 일주일 내외에 그치고, 기간을 늘리기 위해서는 더 많은 배터리와 공간이 필요한 만큼 안정적인 전력원으로서의 역할을 해내기에는 여전히 한계가 크다. 중장기적으로 재생에너지의 잉여전력을 활용해 그린수소를 생산하고 암모니아로 변환해서 저장 및 수송하는 등의 로드맵도 고안되고 있긴 하나, 경제성을 가지며 실제 에너지원으로 사용되기에는 시간이 좀 더 필요하다. 다시 한번 강조하자면 글로벌 전력 소비량은 이미 급증하기 시작해 단기에 그 수요를 충족시킬 수 있는 에너지원이 필요하다는 점이 가장 중요한 대목이다.

그림43. 2019~2026년 글로벌 발전원별 신규 유출입

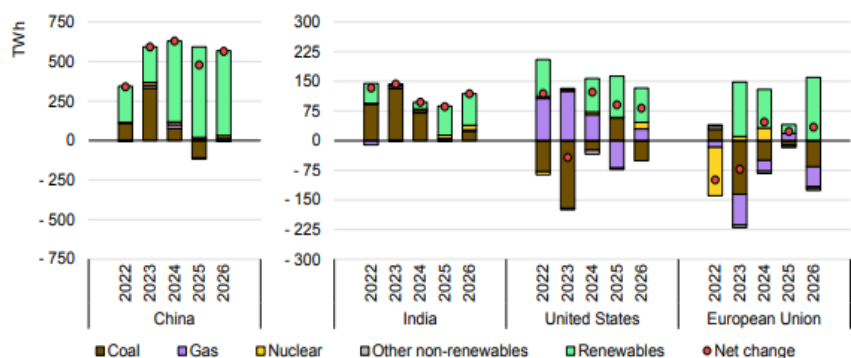
Year-on-year global change in electricity generation by source, 2019-2026



자료: IEA, iM증권 리서치본부

그림44. 2022~2026년 주요 국가들의 발전원별 신규 유출입 규모

Year-on-year change in electricity generation by source in selected regions, 2022-2026



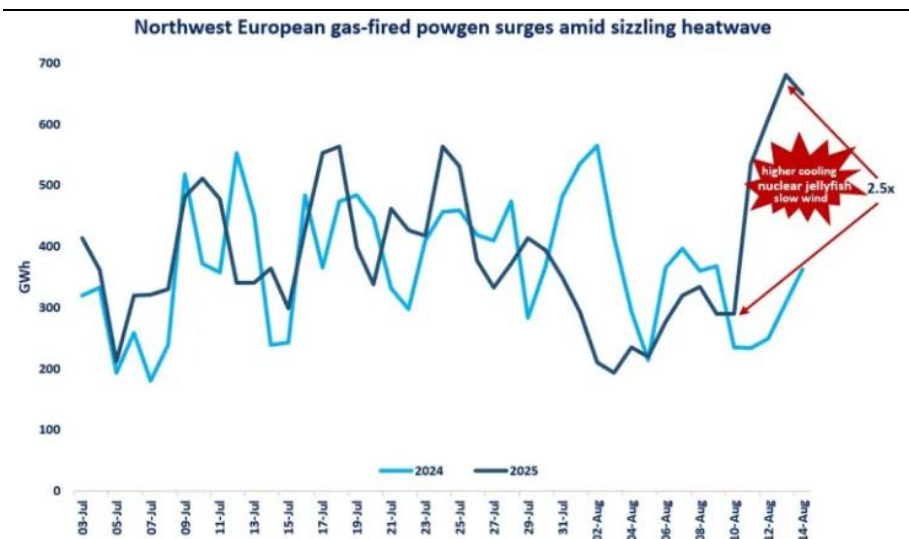
자료: IEA, iM증권 리서치본부

역설적이게도 재생에너지 비중 높은 국가들의 가스발전량 증가

지난 8월 초 이후 재생에너지 발전 비중이 40~50% 수준에 근접하는 네덜란드, 영국, 독일 등 북서유럽 국가들에서의 가스 발전량 급증세가 포착되고 있다. 이는 하절기 냉방용 전력수요는 급증하고 있으나, 주요 에너지원인 풍력 발전량이 풍속 약화로 감소함에 따른 것이다. 특히 더운 날씨에 에어컨 사용이 집중되며 전력 피크수요가 높아진 날의 가스발전량은 그 직전 날 대비 2.5배 더 많아지는 등 일별로 가스발전 편차가 크다는 점도 눈에 띈다.

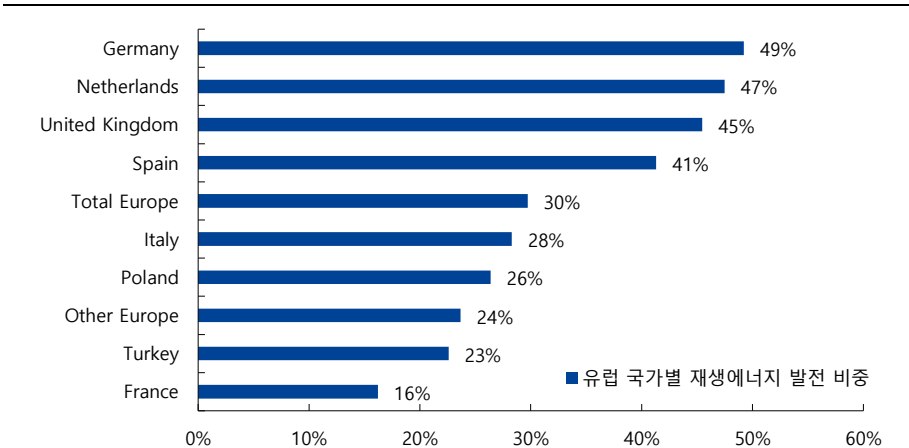
이와 같은 현상은 재생에너지 비중이 높아질수록 그 간헐성을 보완해줄 수 있는 유연한 첨두발전원 역할이 점점 더 중요해짐을 의미한다. 그리고 현재 상업성을 확보하고 있는 발전원들 중 그 역할을 할 수 있는 에너지는 짧게는 몇 시간 내에 발전소를 가동해 전력을 생산할 수 있는 가스발전이 유일무이하다.

그림45. 북서부 유럽 국가들의 하절기(7~8월) 가스발전량 추이



자료: European Gas Hub, iM증권 리서치본부

그림46. 유럽 주요 국가별 재생에너지 발전 비중 (2023년 기준)



자료: IEA, iM증권 리서치본부

주: 재생에너지는 태양광, 풍력, 지열, 바이오매스 등을 모두 포함하는 수치임

1. 글로벌 신규 가스발전소 건설 동향

최근 실제 글로벌 가스발전소 건설이 매우 활발하다. 신규 가동된 가스발전소는 2018년 77GW로 고점 달한 후 매년 감소했으나, 2022년 기점으로 점차 증가하는 추세이다. 특히 2025년 상반기에 이미 가동 시작했거나 연말 내 상업운영 목표로 건설 중인 발전소는 87GW로 2010년 이후 최대치에 달할 것으로 예상된다. 당초 2025년 완공 목표했으나 아직 착공하지 못한 발전소는 약 18GW로 파악되는데, 이 중 일부는 계획을 철회할 가능성이 높다. 그러나 또 일부는 다소 지연되더라도 결국 유입될 프로젝트라는 점을 감안하면 2027~2028년에 신규로 가동될 물량은 오히려 현재 파악되는 수치보다 더 상향될 수 있음을 시사한다.

상업운영 시기를 2030년으로 확장하면 그 수치는 훨씬 커진다. 2025~2030년 중 가동 예정인 발전소는 500GW이다. 이들이 계획대로 모두 완공된다고 가정하면 2030년 글로벌 가스발전소는 현재 2,000GW 대비 25% 확대되는 셈이다. 참고로 지난 2010~2024년까지 15년동안 새로 가동됐던 가스발전소가 875GW였던 것과 비교하면, 향후 5~6년 내 유입될 발전소의 규모와 그 속도는 상당히 빠르다.

이처럼 과거 대비 가스발전소 유입 규모가 큰 폭 확대되는 것은 앞서 언급한 바 같이 데이터센터 운영 및 전기화 등으로 글로벌 전력소비량이 가파르게 증가함에 기인한다. 또한 신규 발전원의 대부분을 차지하고 있는 재생에너지의 간헐성은 여전히 해소되지 못하는 이슈인 만큼 이 한계를 메꿀 수 있는 침투발전원으로서 가스발전원의 역할이 점점 더 중요해지고 있기 때문이다.

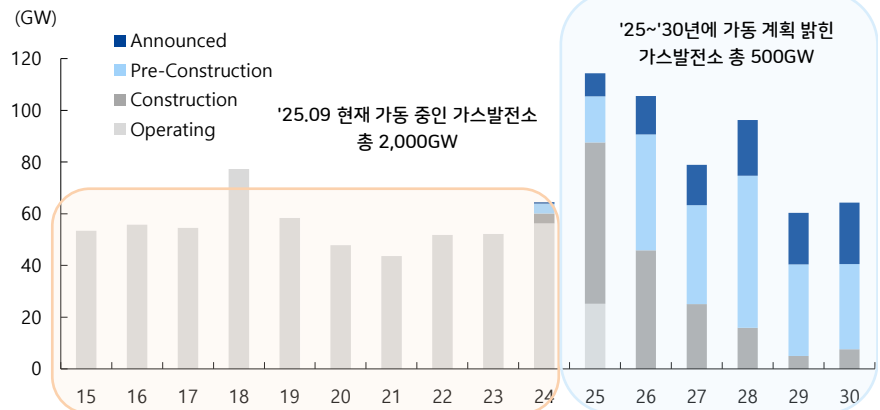
지역별로는 천연가스 생산량이 풍부해 과거부터 가스 발전에 대한 의존이 강했던 미국이 가장 압도적이다. 특히 미국은 최근 대규모 데이터센터 유입이 계속해서 이뤄지고 있는 만큼 단기 내 전력수요 증가에 대한 대응이 필요한 것도 가스발전 확대 요인으로 작용하고 있다. 그러나 현 시점에서 미국보다 더 눈에 띄는 지역은 중국과 사우디이다. 글로벌 전 지역 중 가스발전 비중이 가장 낮고 석탄 의존도가 높았던 중국은 미국 다음으로 가스발전소 건설에 가장 적극적으로 나서고 있다. 또한 유일하게 석탄과 중유 같은 화석연료 발전비중이 높았던 사우디도 최근에는 그 비중을 줄이고 가스발전을 확대하려는 움직임이 활발해지고 있어 인상적이다.

표7. 2025~2030년 이후 글로벌 신규 유입 예정인 가스발전소 연도별 규모 (단위: MW)

구분	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2030년 이후 or Not found	합계
Construction	62,446	45,868	25,074	15,856	5,004	7,650	35,430	197,329
Pre-Construction	17,776	44,827	38,174	58,792	35,392	32,840	136,213	364,015
Announced	8,899	14,784	15,645	21,589	19,947	23,770	183,181	287,815
합계	89,121	105,479	78,894	96,238	60,343	64,260	354,825	849,159

자료: GEM, iM증권 리서치본부

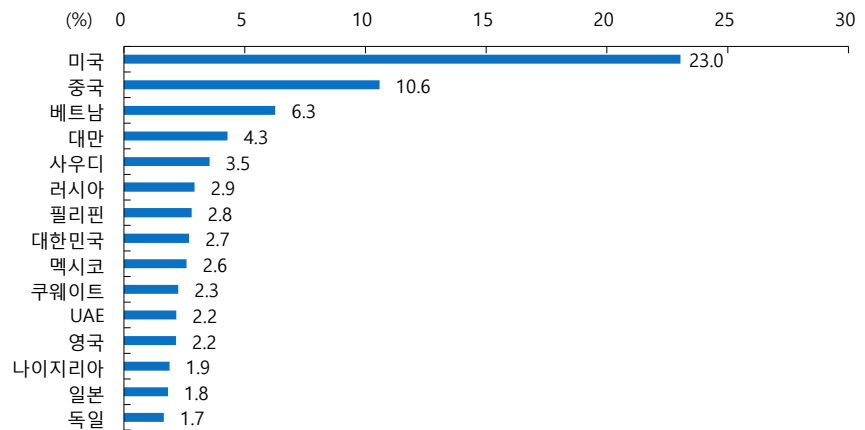
그림47. 2015~2030년 글로벌 가스발전소 유입 용량 추이 및 전망



자료: GEM, iM증권 리서치본부

주: 2030년 이후 or Not found 물량이 워낙 커 시기를 해당 차트에는 포함하지 않았음. 상단 표 데이터 참고

그림48. 2025~2030년 글로벌 신규 유입 예정인 가스발전소 국가별 비중 추이



자료: GEM, iM증권 리서치본부

주: 2030년 이후 or Not found 물량이 워낙 커 시기를 해당 차트에는 포함하지 않았음. 상단 표 데이터 참고

표8. 2025~2026년 신규 가동 예정인 글로벌 주요 가스발전소 리스트

국가	발전소명	발전소 소유자	용량(MW)	상업가동 시기
미국	Kindle Energy-Magnolia Power	Dongguan GCL Hongfa Distributed Energy	723	2025년
	Intermountain	CloudBurst Data Centers	420	2025년
	Intermountain	Longfellow Power	420	2025년
	Orange County Advanced	Zhejiang Electric Power	1,306	2026년
	Trumbull Energy Center	SPIC Chongqing Electric Power	950	2026년
중국	Anji Meixi Gas	Chongqing Three Gorges Water Conservancy and Electric Power	843	2025년
	Anji Meixi Gas	Sichuan Investment Gas Power Generation	843	2025년
	Huaneng Nantong	Datang Chongqing Jiangjin Gas Turbine Power Generation	745	2026년
	Sichuan Suining Anju Natural Gas	Guangzhou Hengyun Enterprise Group	700	2026년
사우디	Tanajib Cogeneration and Desalination	Saudi Power Procurement	940	2025년
	Jafurah Cogeneration	Southwestern Public Service	320	2025년
	Rabigh 2 IPP	JERA(49%), Abu Dhabi National Energy Company PJSC(51%)	1,200	2026년
베트남	Ca Na	Chung Chia Power	1,500	2026년
	O Mon	Taiwan Power	1,050	2026년
대만	Hsinta	Taiwan Power	1,300	2025년
	Taichung	Taiwan Power	1,300	2025년
	Hsinta	Taiwan Power	1,300	2026년
	Taichung	Taiwan Power	1,300	2026년

자료: GEM, iM증권 리서치본부

2. 미국: 그 어느때보다 적극적인 신규 가스발전소 건설 계획

미국은 글로벌 천연가스 최대 생산국답게 총 발전량의 40% 이상은 가스발전이 차지하고 있다. 2000년대 초중반에 신규 가스발전소 유입이 집중되었는데, 이후 전력수요는 제자리에 머물렀고 태양광 등 재생에너지 설치량이 증가하며 한동안 가스발전소 유입은 주춤했다. 그러나 최근 신규 가스발전소 건설 움직임이 재차 활발해지기 시작했고, 현재 건설 중인 프로젝트만 18GW에 달한다. EIA 데이터에 따르면 2025년 4기가 완공되면서 총 1.6GW, 2026~2027년에는 각각 3.3GW, 2028년에는 10.6GW가 추가 유입될 예정으로 파악된다. 이는 2024년에 98MW 소규모 가스발전소가 하나 들어왔던 것과 비교하면 완전히 다른 분위기이다.

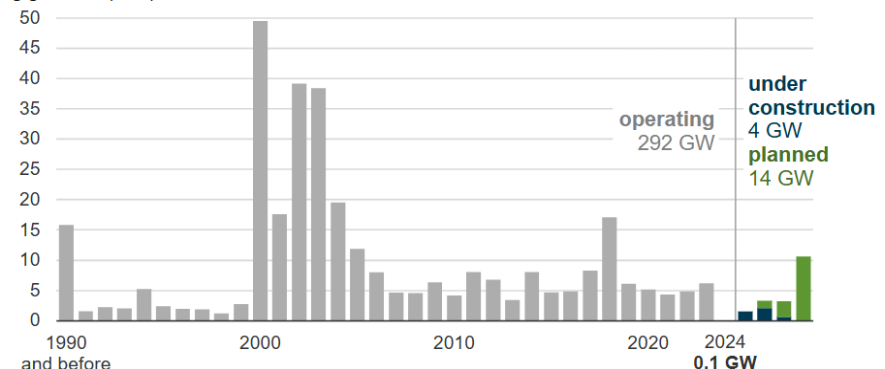
현재 발표된 프로젝트 모두 완공되면 2024년 대비 발전소 용량 30% 확대

더 주목할 점은 아직 착공을 시작하지 않았거나 건설 계획만 발표한 프로젝트들 규모인데, 2025년 8월 기준 착공 예정인 발전소는 97.2GW, 건설 계획을 발표한 발전소는 46.8GW로 이를 합산하면 총 144GW에 달한다. 미국 내에서 상업운영 중에 있는 가스발전소 용량이 550GW 내외인데, 이미 건설 중인 것과 향후 착공 예정인 발전소들이 모두 가동되면 현재 대비 총 용량이 30% 확대되는 셈이다. 물론, 지금까지 발표된 프로젝트들이 모두 건설되지 않고 추진 중 자금 조달이나 환경규제 등 여러 이슈로 계획이 무산될 가능성도 배제할 수 없다. 그러나 이를 감안해 극단적으로 예정된 프로젝트의 절반만 정상 가동된다 하더라도 현재 미국 전체 가스발전소 용량의 15% 달하는 만큼 결코 작은 규모라 할 수 없다.

특히 미국은 과거 5~10년간 전력수요 증가율이 1% 미만에 그쳤으나, 이제는 전 세계에서 데이터센터가 가장 활발하게 유입되고 있다. 이에 전력수요 증가율은 어떤 국가보다도 빨라 2024년 2.3%, 2025년에는 3.4% 증가가 예상된다. 그러나 2009~2016년 오바마 정부와 2021~2024년 바이든 정부를 거치면서 미국도 신규 발전원에서 재생에너지 비중이 크게 늘어난 만큼, 앞으로는 그 간헐성을 메꾸기 위한 침두발전원의 역할과 필요성이 점점 더 높아질 수밖에 없다.

그림49. 1990년 이후 상업가동 시기별 미국 가스발전소 유입 규모

U.S. natural gas combined-cycle capacity by initial operating year (1990–2028)
gigawatts (GW)



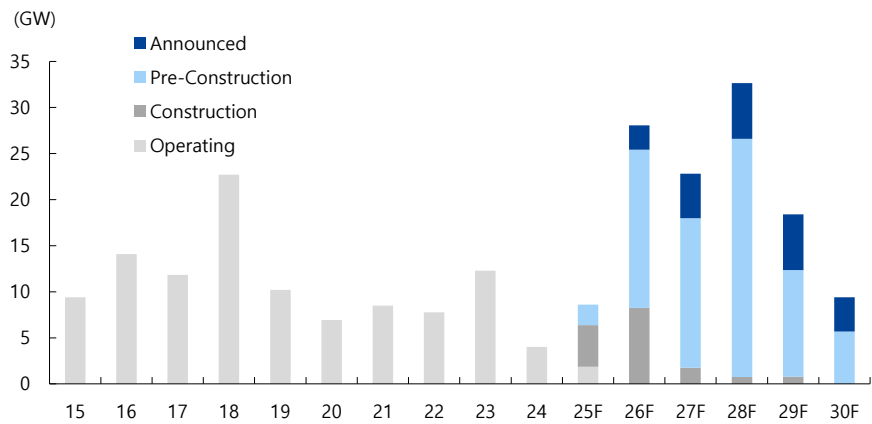
자료: EIA, iM증권 리서치본부

표9. 2025~2030년 이후 미국 신규 유입 예정인 가스발전소 연도별 규모 (단위: MW)

구분	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2030년 이후 or Notfound	합계
Construction	4,519	8,252	1,757	754	778	-		16,059
Pre-Construction	2,223	17,173	16,209	25,860	11,589	5,667	18,562	97,283
Announced		2,628	4,840	6,029	6,034	3,734	23,580	46,844
합계	6,741	28,053	22,806	32,643	18,401	9,401	42,142	160,186

자료: GEM, iM증권 리서치본부

그림50. 2015~2030년 미국 가스발전소 유입 용량 추이 및 전망

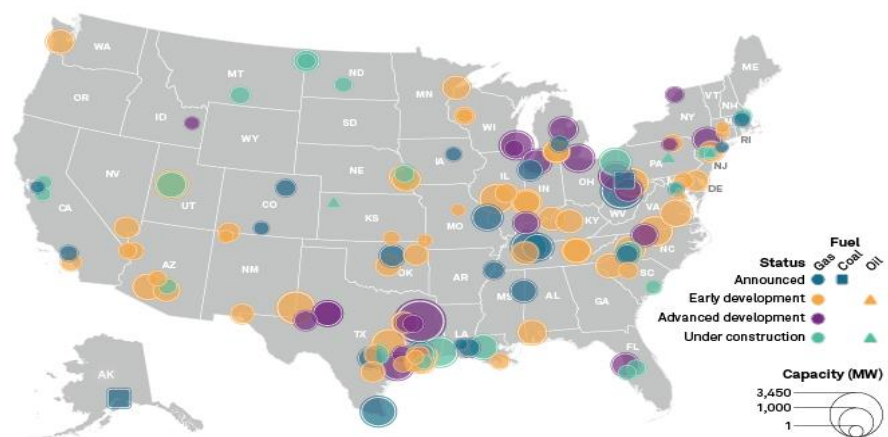


자료: GEM, iM증권 리서치본부

주: 2030년 이후 or Not found 물량이 워낙 커 시기를 해당 차트에는 포함하지 않았음. 상단 표 데이터 참고

그림51. 미국 지역별 건설 및 착공 예정인 화력발전소(=사실상 대부분 가스발전소)

US planned fossil fuel-fired power plants



자료: S&P, iM증권 리서치본부

주: 해당 데이터는 2024년 4월 29일 기준

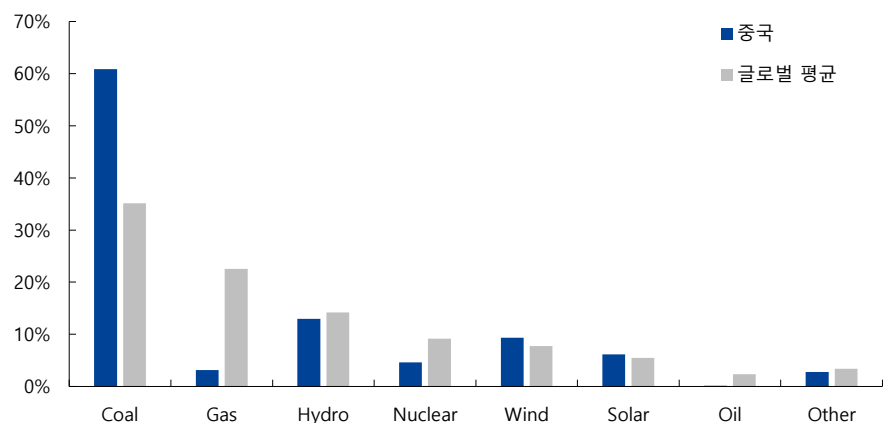
3. 중국: PNG 수입 증가로 가스발전 경쟁력 확보

글로벌 전력 수요의 절반 가량을 차지하는 중국은 낮은 단가에 대규모로 전력을 생산해야 하는 만큼 석탄에 대한 의존도가 가장 높았다. 중국 내에서 천연가스를 일부 생산하긴 하나 자급률이 매우 낮고, 수입도 LNG 형태로 대부분 이뤄졌던 만큼 발전비용이 가장 높은 에너지원 중 하나였다. 이러한 배경으로 인해 2023년 기준 중국 발전원에서 석탄 비중이 60% 달했고 가스는 약 3% 남짓에 불과하다. 글로벌 평균 기준 석탄 발전이 35%, 가스 발전이 23% 내외를 각각 차지하고 있는 것과 비교하면 매우 대조되는 수준이다.

그러나 중국 역시 향후 가스발전원 확대 가능성이 매우 높을 것으로 전망하는데, 이는 PNG 수입 증가에 따른 가스발전의 경쟁력 확보에 근거한다. 2019년 말 처음으로 러시아에서 중국으로 연결된 ‘Power of Siberia’ 천연가스 파이프라인 상업가동이 시작되면서 LNG 대비 가격이 훨씬 더 저렴한 PNG 수입이 늘었고, 이는 중국이 가스발전소를 확대할 수 있는 배경 중 하나가 되었다.

당초 2023년 러시아 Yamal 가스전에서 중국으로 연결되는 ‘Power of Siberia-Ⅱ’ 착공을 계획했으나, 공급가격과 물량 등에 대한 양국의 이견 차로 한동안 논의가 중단되었다. 그러나 오랜 지연 끝에 9월 1일 상하이협력기구(SOC) 정상회의에서 양국은 ‘Power of Siberia-Ⅱ’ 건설에 합의했다. 세부조건에 합의 여부는 여전히 오리무중이긴 하나, 해당 파이프라인 운영은 중국과 러시아 양국 모두에게 득이 될 수 있는 WIN-WIN 전략인 만큼 소탐대실하지 않고 일단 추진하는데 합의한 것으로 판단되며, 이는 중국 가스발전 확대의 동력이 될 것으로 전망한다.

그림52. 2023년 기준 발전원별 비중 비교: 중국, 글로벌 평균



자료: BP, iM증권 리서치본부

2025년 역대 처음으로 역전된 중국 LNG 수입량과 PNG 수입량

‘Power of Siberia- II’ 파이프라인 운영은 중국, 러시아 모두 이득을 취할 수 있는 WIN-WIN 전략이다. 먼저 러시아 입장에서는 우크라이나와의 종전 이후 유럽이 PNG 구매를 일부 재개할 순 있더라도 안보이슈로 수입량을 과거 수준만큼 재차 확대하긴 쉽지 않다. 또한 지난 3년동안 미국산 LNG로 물량 대부분 전환했는데, 미국은 LNG 시장 입지 강화를 에너지 분야 주요 전략으로 삼고 있는 만큼 이제 와서 러시아 PNG 구매를 위해 미국 LNG 축소 또는 중단하기엔 유럽과 미국의 정치적 이해관계가 꽤나 복잡하다. 이는 결국 종전 여부를 떠나 더 이상 러시아가 유럽과 이전처럼 천연가스를 거래하기 쉽지 않아 러시아는 신규 고객을 모색해야 함을 의미한다. 이런 관점에서 중국은 러시아의 신규 천연가스 판매처로서 나름 지리적으로도, 경제적으로도, 정치적으로도 이상적인 편에 속한다.

한편, 중국 입장에서도 러시아산 천연가스를 늘리는 것이 나쁘지 않은 전략이다. ‘Power of Siberia- II’는 몽골을 거쳐야 하기 때문에 소정의 통행료가 발생할 수는 있겠지만, 이를 감안하더라도 중동과 미국에서 수입하는 LNG 대비 PNG 가격이 훨씬 더 저렴하다. 특히 러시아가 기존의 최대 판매시장인 유럽을 잃어버린 만큼 중국은 러시아와의 협상에서 좀 더 우위를 점할 수 있는 유리한 입장이기도 하다.

그림53. 러시아-중국, Power of Siberia-II 파이프라인 건설 합의

NEWS FEED

Russia, China sign 'most ambitious' Power of Siberia-2 pipeline deal

September 2, 2025 9:44 am (Updated: September 2, 2025 10:48 am) • 2 min read

자료: Kyiv Independent, iM증권 리서치본부

그림54. 러시아-중국으로 연결되는 Power of Siberia 천연가스 파이프라인 지도

Power of Siberia

Where the natural gas pipelines run between Russia and China



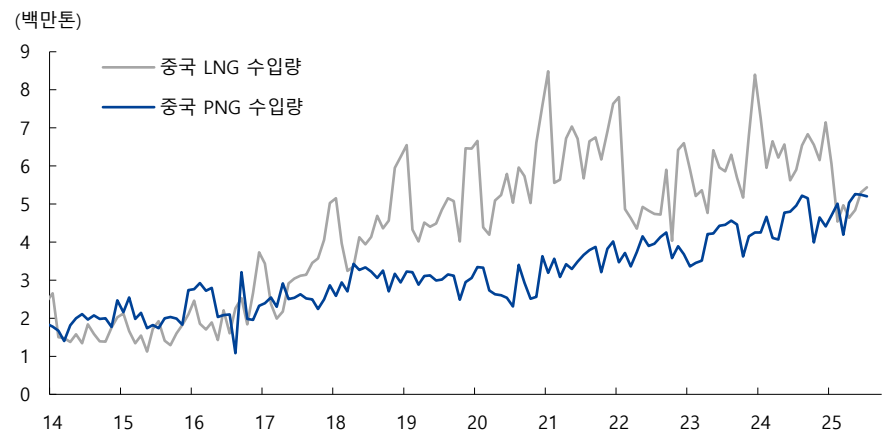
자료: FT, iM증권 리서치본부

중국 천연가스 수입에서 50% 상회한 PNG, 향후 그 추이 더 뚜렷해질 전망

중국은 러시아산 PNG 구매를 늘려서 천연가스 도입 가격을 전반적으로 낮출 수 있다. 2019년 처음으로 'Power of Siberia-I' 파이프라인 상업가동이 시작된 이후 PNG 수입이 꾸준히 늘어나기 시작했는데, 2025년 하반기 들어서는 PNG 물량이 중국 천연가스 수입량의 50% 넘어서기도 했다. 지난 SOC 정상회의에서 중국과 러시아는 'Power of Siberia-II' 건설 전까지는 다른 루트를 통해 천연가스 거래를 늘리는 것에도 합의했는데, 2030년 전후로 파이프라인까지 완공되면 중국의 PNG 비중은 더 늘어날 수밖에 없다.

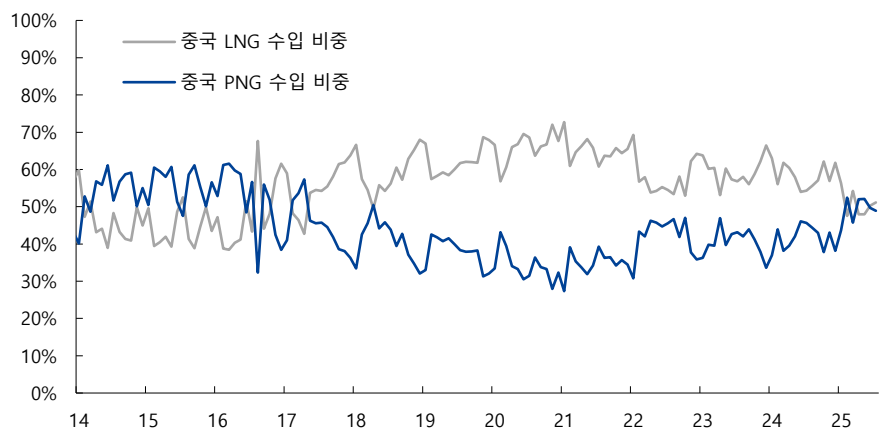
이는 향후 중국의 천연가스 도입 가격이 현재보다 더 낮아질 수 있음을 의미한다. 중국도 이제 탈탄소를 강조하며 신규 석탄발전소 건설을 최대한 지양하고 있는데 PNG 유입 확대와 이를 통한 천연가스 도입 가격 하락은 주요국 중 가스발전에 가장 소극적이었던 중국마저 스탠스가 변할 수 있음을 시사한다.

그림55. 중국 LNG, PNG 수입량 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림56. 중국 LNG, PNG 수입비중 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

향후 5~7년 내 중국 가스발전 용량은 현재 대비 2배 확대 예상

실제로 최근 신규 가스발전소 건설에 대한 중국의 움직임이 과거와는 사뭇 다른 분위기이다. 2024년 말 기준 중국에서 가동되고 있는 가스발전소 용량은 140GW 규모이다. 이들 중 2015~2024년 사이 운영을 시작한 발전소가 82GW 달하는데, 현재 중국에서 가동 중인 가스발전소의 약 60% 가량은 지난 10년 동안 신규로 유입된 셈이다.

그러나 2025년 이후 중국의 가스발전소 유입 규모와 그 속도는 이전과 대조된다. 현재 건설 중인 프로젝트만 감안했을 때 2025년 가동예정 규모는 22GW로 역대 최고치 달하고, 2026년에는 10GW, 2027~2028년 각각 2.7GW로 감소할 것으로 예상된다. 단, 아직 착공되지 않았으나 건설 예정인 것과 현재까지 계획을 발표한 프로젝트까지 고려하면 그 규모는 훨씬 더 커진다. 이러한 물량들을 모두 반영한 신규 가스발전소 규모는 2025~2030년 누적 기준 약 145GW 내외로 추정된다. 건설 과정에서 예상치 못했던 이슈들이 발생하며 당초 계획했던 것보다 1~2년씩 지연될 가능성을 배제할 수는 없지만, 이를 감안하더라도 향후 5~7년 내 중국의 가스발전소 용량은 현재보다 2배 가량 더 커지는 것으로 볼 수 있다.

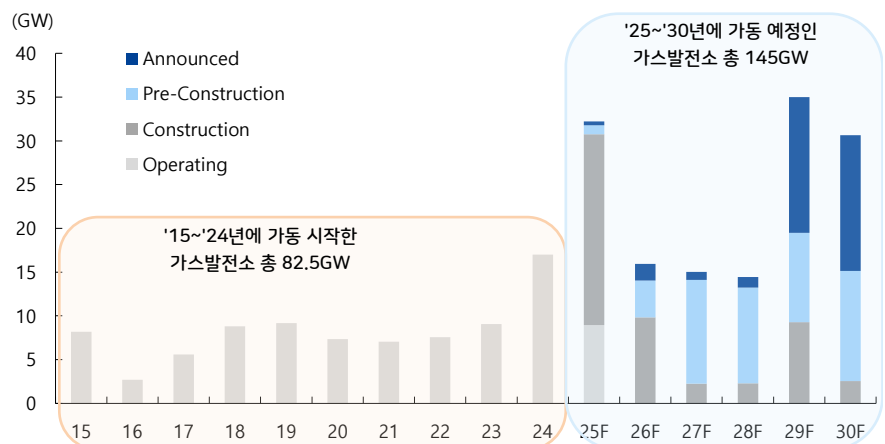
표10. 2025~2030년 중국 신규 유입 예정인 가스발전소 연도별 규모 (단위: MW)

구분	2025	2026	2027	2028	2029	2030	합계
Construction	21,795	10,237	2,636	2,681	1,936	-	39,287
Pre-Construction	1,000	4,200	1,665	17,726	16,981	19,381	60,953
Announced	470	1,890	920	1,200	15,502	15,502	35,484
합계	23,265	16,327	5,221	21,607	34,419	34,883	135,723

자료: GEM, iM증권 리서치본부

주: 중국은 대부분 상업가동 시기가 명확히 언급되지 않아 현재 건설 중인 것은 2025~2028년, 착공 전 및 계획 중인 것은 2028~2030년 유입으로 임의 가정

그림57. 2015~2030년 중국 가스발전소 유입 용량 추이 및 전망



자료: GEM, iM증권 리서치본부

주1: 시기가 정확히 언급되지 않은 프로젝트 중 현재 건설 중인 것은 2025~2028년 유입 가정

주2: 시기가 정확히 언급되지 않은 프로젝트 중 착공 전 및 계획 중인 것은 2028~2030년 유입으로 임의 가정

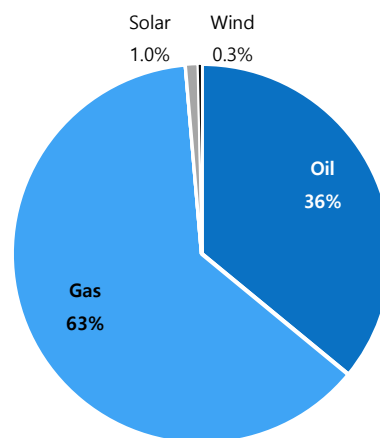
4. 사우디: 원유가 아닌, 가스 중심으로 발전원 믹스 변화 추진

사우디는 글로벌 최대 산유국답게 발전원의 36% 가량을 원유에 의존하고 있다. 유류발전소는 원전과 석탄발전 대비 발전단가가 높고 탄소배출량도 많아 글로벌 평균 기준으로는 원유발전 비중이 2% 내외 그치는 것과 비교하면 상당히 높은 수준이다. 중동 전체로도 원유를 통한 전력 생산은 21%, 이란 7%, UAE 0% 등에 불과해 사우디의 원유발전 의존도가 압도적으로 높음을 알 수 있다.

이는 원유와 달리 천연가스 시장에서는 사우디 생산량이 10위 내에 겨우 들어갈 만큼 크지 않다는 점이 가장 주요한 배경으로 추정된다. 카타르와 이란 등 주변 산유국들은 독립적인 대규모 가스전을 보유하고 있는 반면, 사우디 주요 유전은 석유 저류층 중심으로 형성된 지질학적 구조를 갖추고 있어 천연가스보다는 원유 생산이 집중된다. 이처럼 천연가스 생산이 많지 않다 보니 수출 여력도 부족했고, 자연스럽게 액화설비나 수출터미널 같은 인프라 투자도 제대로 이뤄지지 않았다.

그러나 최근 천연가스에 대한 사우디 기조가 크게 변하고 있다. 원유 생산능력을 축소하는 한편, 천연가스 생산량은 2030년까지 2021년 대비 60% 이상 늘린다는 계획을 발표했다. 심지어 불과 지난해 계획했던 50% 증가에서 상향된 수치이다. Aramco는 천연가스 생산량을 확대하기 위해 비전통가스전 개발에 적극적으로 나서고 있는데, 그 중에서도 규모가 가장 큰 Jafurah 가스전 상업생산이 2025년 말부터 시작되고 이와 규모가 거의 유사한 Tanajib 가스전 또한 2025~2026년에 가동될 예정이다. 지금까지는 주로 원유 부산물처럼 생산되는데 그쳤다면 이제는 천연가스가 중점적으로 생산되는 비전통가스전 운영을 통해 2030년까지 미국과 러시아에 이은 3대 천연가스 생산국가로 올라서겠다는 목표이다.

그림58. 사우디아라비아 발전원별 비중 (2023년 기준)



자료: BP, iM증권 리서치본부

최대 산유국이라도 유류발전을 통한 전력 생산단가는 높다

사우디는 천연가스 생산량 확대를 통해 궁극적으로는 수익성이 높은 원유 수출을 늘려 재정 수입을 강화하는 한편, 가스 중심으로 발전원 믹스 변화를 추진한다는 전략이다. 아무리 산유량이 풍부해 공급가격이 낮다 하더라도 발전단가가 가장 저렴한 원전과 석탄 발전소가 거의 없어 사우디 전력 생산단가는 꽤 높은 편이다.

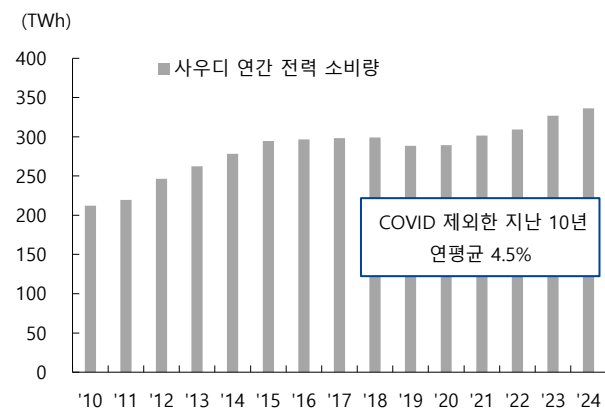
가령, 2021년 사우디 전력 생산비용은 kWh당 0.097달러로, 원화 기준 135원으로 당시 한국전력 평균 정산가 95원(SMP 94원) 대비로도 더 높았다. 낮은 전기료는 중요한 복지인 만큼 사우디는 보조금을 지급하고 있는데, 이는 대규모 재정지출 부담이 된다. 더욱이 'VISION 2030' 프로젝트 하에서 산업화 및 탈석유 정책으로 광물 제련과 수소 및 암모니아 생산, 스마트시티 건설 등을 추진하고 있는데 모두 공통적으로 전력소비가 많은 에너지 다소비 산업이다. 스마트시티 내 데이터센터 건설과 비석유 부문 중심의 산업화가 진전될수록 전력수요 증가를 상향은 결국 피할 수 없다. 유류발전에 계속 의존하면 높은 전력비로 경쟁력 확보가 어렵고, 보조금을 지급하면 그만큼 정부의 재정지출 부담이 높아진다. 따라서 사우디에게 이제는 생산단가가 낮은 발전원의 비중 확대가 절대적으로 필요하다.

그림59. GCC 6개국 전력 생산비용과 보조금 감안한 전력요금 비교(2021년 기준)



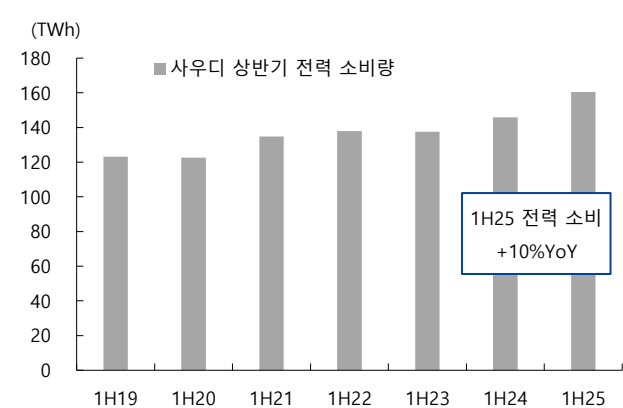
자료: Middle East Institute, iM증권 리서치본부

그림60. 사우디 연간 전력 소비량 추이



자료: MEES, iM증권 리서치본부

그림61. 사우디 상반기 기준 전력 소비량 추이



자료: MEES, iM증권 리서치본부

지난 50년에 걸쳐 유입된 가스발전소 용량의 절반이 향후 5년간 유입될 예정

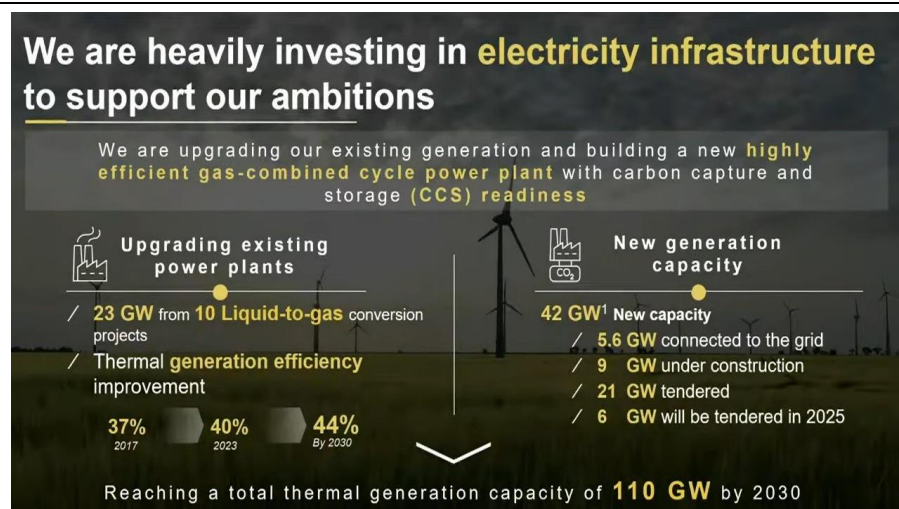
이에 사우디는 어느때보다도 가스발전 건설에 적극적으로 나서고 있는 모습이다. 2025년 8월 기준 건설 중인 발전소는 총 24GW에 달하는데, 이는 지난 2015년 이후 10년간 사우디가 신규로 상업가동 개시한 가스발전소 총 규모와 동일하다.

이와는 별개로 아직 착공 전이라 구체적인 상업가동 시기가 정해지진 않았으나, 건설 준비 중에 있는 프로젝트들만 대략 9GW 달한다. 통상 가스발전소 건설에 2~3년 정도 소요되는 점을 감안하면 올해부터 2030년까지 사우디 내에서 새롭게 유입될 가스발전소는 총 33GW 수준인 셈이다. 사우디에서 1974년에 처음으로 Uthmaniyah 가스발전소를 가동하기 시작한 후 2025년까지 유입된 누적 용량은 총 67GW 내외이다. 지난 50년 동안 유입된 가스발전소의 절반에 달하는 규모가 앞으로 고작 5년에 걸쳐 대거 유입된다는 것을 의미한다.

향후 1~2년 내 사우디 가스발전소 9~10GW 추가 건설계획 발표 예상

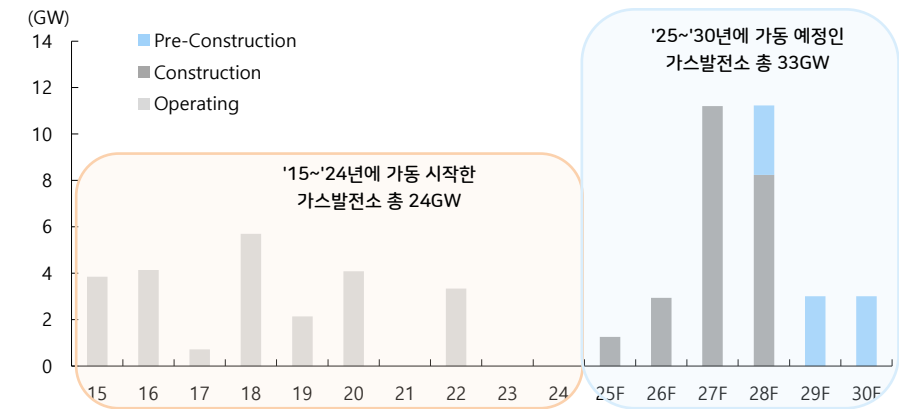
2024년 10월 열린 8차 FII 포럼에서 사우디 Abdulaziz bin Salman 에너지 장관은 2030년까지 총 42GW 규모의 가스발전소 추가 확보를 목표하고 있다고 밝혔다. 현재 착공을 시작했거나 건설을 계획하고 있는 프로젝트 합산 규모가 32GW 수준임을 감안하면 향후 1~2년 내에 10GW 내외의 신규 발전소 건설 계획이 발표될 수 있음을 시사한다. 특히 현재까지 발표된 건설 또는 착공 예정인 프로젝트의 수는 총 18개인데, 이 중에 상업가동 시기와 터빈 공급사까지 확정된 것은 13개이다. 나머지 5개 프로젝트는 착공 여부를 떠나 아직까지 상업가동 시점과 터빈 발주처 등이 구체적으로 정해지지 않은 것으로 파악된다.

그림62. 2024년 10월 8차 FII 포럼에서 사우디 에너지 장관이 밝힌 신규 가스발전소 건설 계획



자료: FII(Future Investment Initiative), iM증권 리서치본부

그림63. 2015~2030년 사우디의 가스발전소 유입 용량 추이 및 전망



자료: GEM, iM증권 리서치본부

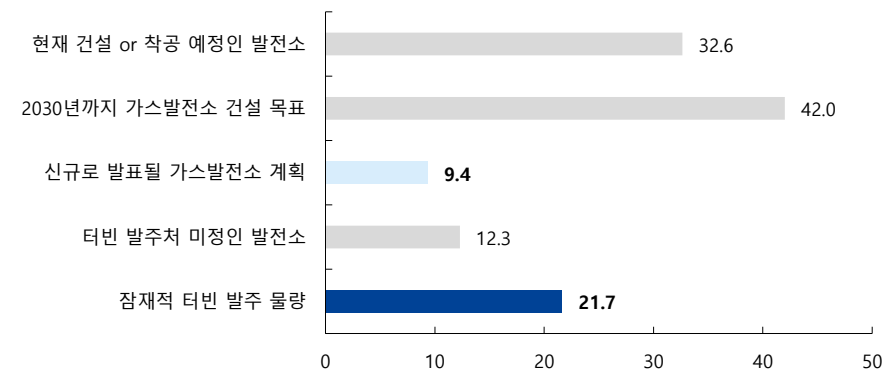
주: 시기가 정확히 언급되지 않은 프로젝트는 향후 3~5년 내 완공되는 것으로 임의 가정, 데이터는 하단 표 참고

표11. 사우디 신규 가동 예정인 가스발전소 리스트 및 각 발전소별 가스터빈 공급사

상업가동 시기	발전소명	용량(MW)	건설 상태	가스터빈 공급사	발전소 소유자
2025	Jafurah	320	construction	GE Saudi Advanced Turbines	Saudi Arabian Oil
	Tanajib	940	construction	GE Saudi Advanced Turbines	Saudi Arabian Oil, Marubeni, ADNEC
2026	Rabigh 2	1,200	construction	Siemens Energy	Saudi Power Procurement
2027	Al-Qassim	1,800	construction	GE Vernova	Saudi Power Procurement
	Al-Qassim	1,800	construction	Siemens Energy	Saudi Power Procurement
	Rumah	1,800	construction	Mitsubishi Power	ACWA Power, 한국전력
	SATORP	475	construction	Mitsubishi Power	JERA, ADNEC
	Taiba	1,800	construction	GE Vernova	Saudi Power Procurement
	Taiba	1,800	construction	Siemens Energy	Saudi Power Procurement
2028	Nairyah	1,800	construction	Mitsubishi Power	ACWA Power, 한국전력
	Nairyah	1,800	construction	Siemens Energy	Al Bawani Water & Power, ADNEC, JERA
	Ghazlan	2,900	construction	-	Saudi Electricity
not found	Ghazlan	1,600	construction	-	Saudi Electricity
	Rumah	1,800	construction	Siemens Energy	Al Bawani Water & Power, ADNEC, JERA
	Riyadh 12	1,800	construction	-	Saudi Electricity
	Riyadh 16	3,600	pre-construction	-	Saudi Power Procurement
	Al-Rais	2,400	pre-construction	-	Saudi Power Procurement
	Qurayyah CC	3,010	pre-construction	GE Vernova	ACWA Power, Saudi Electricity

자료: GEM, iM증권 리서치본부

그림64. 사우디에서 신규로 주문받을 수 있는 가스터빈 물량 추정



자료: GEM, iM증권 리서치본부

신규 가스발전 수요 충족시키기엔 턱없이 부족한 가스터빈

향후 1~2년 내 사우디에서 약 10GW 규모의 신규 가스발전소 투자 관련 계획이 발표될 수 있는 동시에, 현재 착공 준비 중임에도 터빈 공급처와 모델이 정해지지 않은 5개 프로젝트들과 관련한 추가적인 발주 가능성도 존재한다. 이들의 물량을 모두 합산하면 최대 22GW 달하는 것으로 추정된다. 사우디 뿐만 아니라 최근에 가스발전소 건설에 적극적으로 나서고 있는 미국과 중국 등의 움직임까지 고려할 경우 터빈을 포함한 관련 밸류체인들의 수요 또한 꾸준히 증가할 수밖에 없다.

가스발전소에서 핵심 부품은 터빈인데, 최근 주요한 문제 중 하나는 GE Vernova, Siemens Energy, 미쓰비시중공업 등 글로벌 가스터빈 메이저 공급사들의 수주가 2028년 물량까지 모두 완료되었다는 것이다. 터빈 세부모델 등에 따라 조금씩 차이가 있기는 하지만, 현재 가스터빈을 새로 주문하면 짧게는 3~4년에서 길게는 최대 5~7년까지도 시간이 소요되는 것으로 언급되고 있다.

가령, GE Vernova는 2025년 1분기 컨퍼런스콜에서 2026~2027년 수주는 완전히 마감되었고 2028년도 거의 종료 직전이며 현재는 2029~2030년 주문이 활발하게 진행 중이라 밝힌 바 있다. Siemens Energy도 2027년까지의 물량은 모두 확보되어 있고, 2028년쯤 인도 가능한 계약만 일부 남았다는 등의 유사한 코멘트를 했다. 글로벌 3위 업체인 미쓰비시중공업의 수주 타이트는 경쟁사 대비 조금 여유있는 모습이지만, 그럼에도 현재 신규 터빈을 주문할 경우 2027년 이후에나 물량을 인도받을 수 있을 만큼 생산이 타이트하다는 점은 크게 다르지 않다.

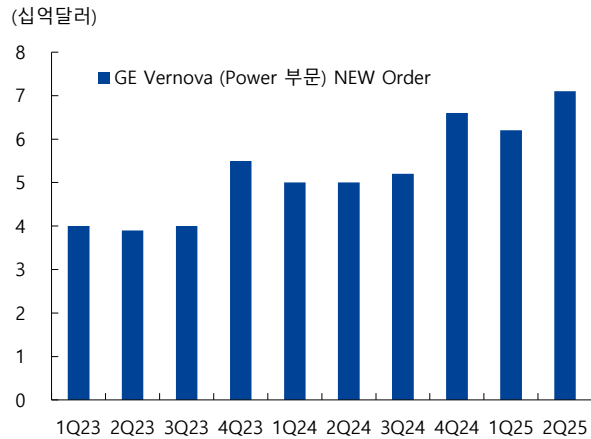
표12. 글로벌 가스터빈 업체들의 최근 분기 기준 수주잔고 및 수급타이트 관련 코멘트

업체명	25년 상반기 컨퍼런스콜에서 언급된 관세 부과로 인한 프로젝트 영향
GE Vernova	- 2026~2027년 수주 마감, 2028년은 거의 종료 직전. 현재는 2029~2030년 인도 물량에 대한 주문 활발하게 진행 중 - 2Q25 가스 부문 Backlog 29GW, Slot Reservation 25GW(Backlog 포함되진 않았으나, 약 1년 내 수주 전환 예상되는 물량) - 2025년 말 기준 'Backlog + Slot Reservation' 최소 60GW 확보 목표 (1Q25 총 50GW, 2Q25 총 54GW) - 2Q25 가스 발전 장비 Order +200%YoY 증가: 중장비 가스터빈 20대 (2Q24년 기준 14대) - 2025년 말 전력 부문 EBITDA 마진 가이던스 기준 13~14% → 14~15%로 상향 조정
Siemens Energy	- 2027년까지의 수주는 모두 확보되었고, 2028년 인도 물량만 소형터빈 중심으로 일부 계약 가능 - FY3Q25 기준 Gas Service 부문 Backlog 37GW, Slot Reservation 21GW - FY3Q25 기준 Gas Services 부문 Order 가스터빈 86대 및 9GW 추가(이 중 데이터센터 관련 물량 3GW) - 최대 시장은 미국과 중동. 전체 가스터빈 주문의 50% 미국, 데이터센터/부유식 에너지 포함 신규 응용분야는 40% 정도 차지 - 가스터빈 CAPA 확대: 중형터빈 '26년 +10%, 대형 '27년, +25~30% 목표, 모든 프레임에서 신규 유닛 마진 개선으로 평균 마진 상승
Mitsubishi Heavy Industries	- 현재 신규 터빈 주문할 경우 2027년 이후에나 물량을 인도받을 수 있을 만큼 생산 타이트 - FY1Q25 Energy System 부문 Order 0.87조엔(+66.7%YoY), 그 중에서 GTCC 0.60조엔(+12.7%YoY) - FY1Q25 가스터빈 8대 수주 중 미주 지역 6대('28~30년 인도), FY2025 수주는 FY2024(25대)와 비슷할 것 - GTCC 북미 지역 높은 수주: 강력한 전력 수요에 기인, 수주 시점에 따라 연간 전망 상승 가능성 있음 - GTCC 수익성: 지난 몇 년간 꾸준히 개선 중이며 현재도 지속 중 - GTCC 생산량: 중기적으로 CAPA +30% 계획, 다만 최근 전력 수요 강세로 계획 당기거나 용량 늘리는 방안 검토 중 - 관세 영향은 제한적: 1)주로 비용 전가 방식 적용, 2)관세 부과 대상 거래 규모 미미, 3) GTCC 생산 현지 제조 및 서비스 시설 보유

자료: 각 사, iM증권 리서치본부

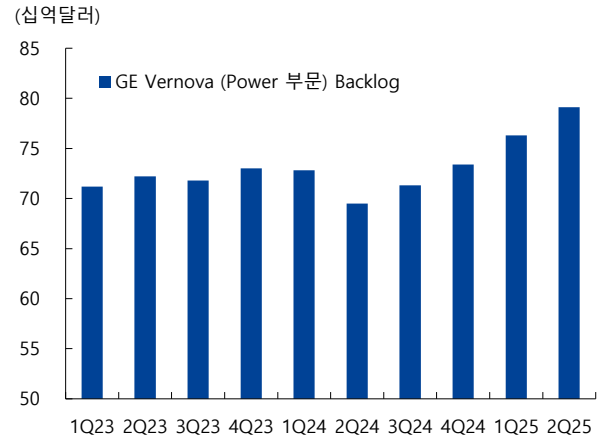
주: Siemens Energy 3Q25 시점 = 통상적인 2Q25 시점, Mitsubishi Heavy Industries 1Q25 시점 = 통상적인 2Q25 시점

그림65. GE Vernova 파워부문 Order(신규 수주) 추이



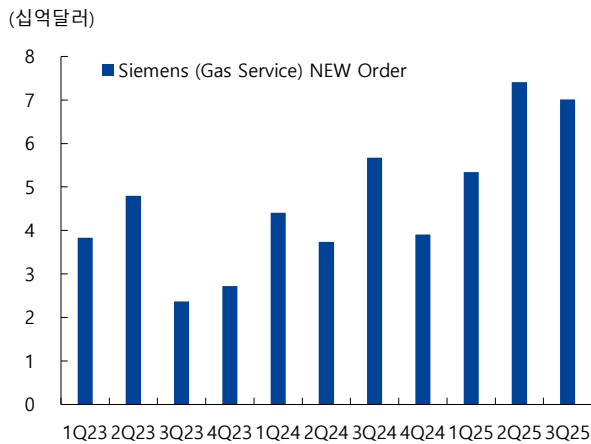
자료: GEV, iM증권 리서치본부

그림66. GE Vernova 파워부문 Backlog(수주 잔고) 추이



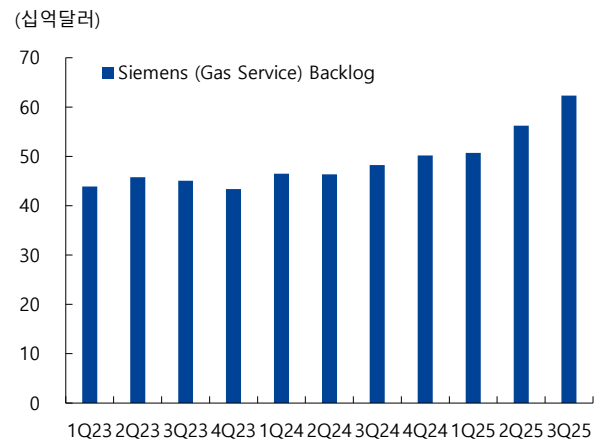
자료: GEV, iM증권 리서치본부

그림67. Siemens 가스서비스 부문 Order(신규 수주) 추이



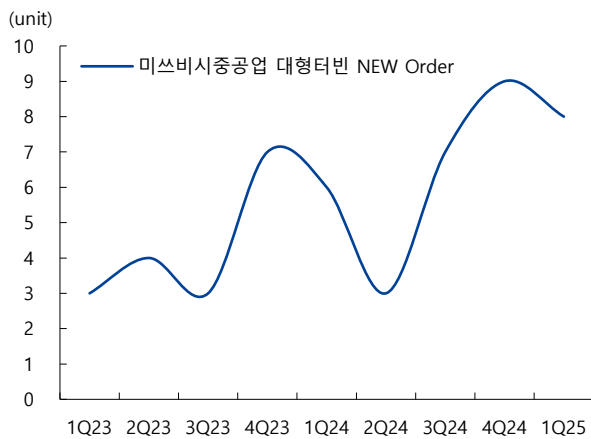
자료: Siemens Energy, iM증권 리서치본부

그림68. Siemens 가스서비스 부문 Backlog(수주 잔고) 추이



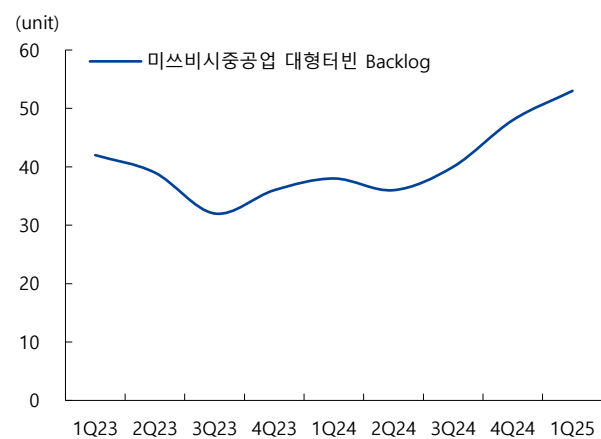
자료: Siemens Energy, iM증권 리서치본부

그림69. 미쓰비시중공업 대형 가스터빈 Order(신규 수주) 추이



자료: 미쓰비시중공업, iM증권 리서치본부

그림70. 미쓰비시중공업 대형 가스터빈 Backlog(수주 잔고) 추이



자료: 미쓰비시중공업, iM증권 리서치본부

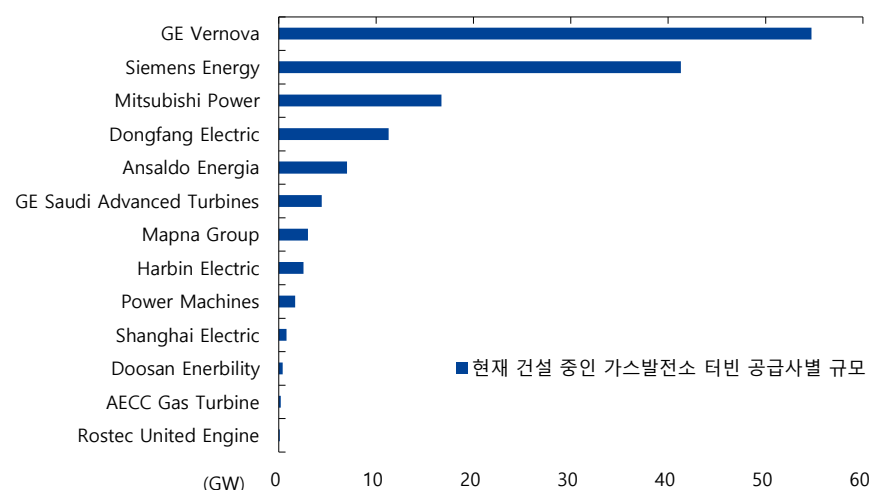
글로벌 메이저 외 업체들의 점유율 확보 기회가 될 것

이미 글로벌 전력수요 증가율이 과거 대비 가파른 상황에서 가스터빈 인도에만 최대 5~7년이 소요된다면 새로운 원전을 건설하는 것과 사실상 시간적 측면에서 큰 차이가 없다. 가스발전소는 몇 분 혹은 몇 시간 내에도 운전이 가능해 유연한 발전원으로서 갖는 역할도 있지만, 완공 기간이 2~3년에 그쳐 상대적으로 빠르게 전력수요 증가에 대응할 수 있다는 점에서 주목받는 바가 더욱 크다. 그런데 만약 상업가동까지의 기간이 원전에 맞먹는다면 가스발전 매력은 훼손될 수밖에 없다.

따라서 이제는 글로벌 터빈 시장을 장악하고 있는 메이저 외에 중대형가스 터빈 제조 및 단기에 출하가 이뤄질 수 있는 업체들에게 점유율 확보 기회가 조성될 것으로 전망한다. 또한 최근 수급 타이트로 메이저 업체들이 가격을 지속적으로 인상하고 있는 추세라는 점까지 고려하면 납기 가능성과 가격 측면에서 고객들이 이제는 비메이저 업체들의 가스터빈 선택을 진지하게 고민해 볼 가능성이 높다.

글로벌 시장에서 중대형 가스터빈 라이선스를 보유하고 있어 생산 가능한 업체는 GE Vernova, Siemens Energy, 미쓰비시중공업, Ansaldo 등 4개 정도에 그친다. 현재 건설 단계에 있는 가스발전소 중에 GE Vernova 38%, Siemens Energy 29%, 미쓰비시중공업 12%, Ansaldo 5% 등을 각각 차지하고 있다. 여기서 GE Vernova 및 미쓰비시중공업이 중국에 설립한 JV를 통해 판매하는 물량까지 감안하면 4개 메이저 업체들이 차지하는 점유율은 총 93%에 달한다. 글로벌 가스터빈 시장은 이들이 절대적으로 장악하고 있는 셈이다.

그림71. 현재 건설 중인 글로벌 가스터빈 공급업체별 규모



자료: GEM, iM증권 리서치본부

주1: Dongfang Electric은 미쓰비시중공업이 중국에 설립한 JV

주2: Harbin Electric은 GE Vernova가 중국에 설립한 JV

두산에너지빌리티, 글로벌 가스터빈 시장 진출 기회 더 빨라질 전망

메이저 4개사 외에 또 중대형 가스터빈을 생산할 수 있는 업체는 두산에너지빌리티 정도이다. 두산에너지빌리티는 2007년 미쓰비시중공업 대형 가스터빈 제조 및 판매 라이선스를 받아 한국과 중동에서 판매를 시작했다. 라이선스 체결 이후부터 약 20년간의 기술 연구로 2019년 H급 270MMW 가스터빈을 개발했고 2024년에는 380MW 용량의 초대형 터빈 개발도 마무리하며 GE, Siemens, 미쓰비시중공업에 이어 4번째로 자체 생산할 수 있는 업체가 되었다. 이에 2019년 한국서부발전과 공급계약을 시작으로 지금까지 한전 발전자회사들과 총 4개의 계약을 체결함에 따라 글로벌 가스터빈 시장에서 점유율을 조금씩 확보해가고 있다.

통상 유틸리티 업체들은 보수적인 성향 특성상 새로운 시도는 최대한 지양하고, 기존에 사용하던 제품이나 글로벌 메이저사들 제품을 구매하는 것이 일반적이다. 특히나 가스터빈과 같은 핵심 부품에 대해서는 더더욱 보수적이고 엄격할 수밖에 없다. 따라서 가격이 조금 저렴하다 하더라도 불과 1년 전에 기술을 새로 개발한 두산에너지빌리티의 가스터빈을 구매하기는 쉽지 않다. 결국 고객사들을 확보하기 위해서는 판매가 많이 이뤄지고 가스터빈이 정상적으로 작동된다는 레퍼런스가 쌓여야 하는데, 결국 일정 수준의 시간 소요는 불가피하다.

현재는 국내에서 한국전력 발전자회사들로만 두산에너지빌리티의 가스터빈 판매가 이뤄지고 있지만, 글로벌 수급이 매우 타이트한 만큼 수출도 생각보다 빨라질 수 있다는 판단이다. 다만, 전통적인 유틸리티 업체보다는 상대적으로 보수적 성향이 약하고 데이터센터 가동을 위해 빠른 시간 내 발전소가 건설되어야 하는 빅테크 업체들의 유입이 이뤄질 가능성이 높다. 실제 동사는 최근 미국 데이터센터용으로 가스발전소 설치 수요가 있는 7개 업체와 공급 논의 중에 있는 것으로 파악된다.

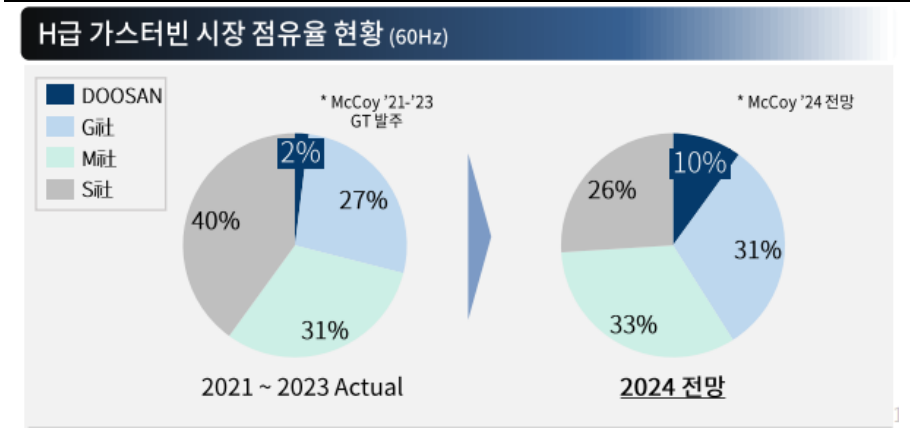
레퍼런스가 충분히 쌓이지 않았음에도 불구하고, 일종의 어부지리라 할 수 있는 상황 덕에 수출이 이뤄지고 또 이 과정에서 레퍼런스를 확보하면서 최종적으로는 글로벌 유틸리티 업체들 수주까지도 확보할 수 있다는 판단이다. 특히 연간 기준 두산에너지빌리티는 대형 가스터빈을 8기 내외 생산할 수 있는 것으로 파악되는데, 현재 한국남동발전과 중부발전 수주 물량 외에 4~5기까지는 당장 추가로 생산할 수 있는 여력을 보유하고 있다. 전력수요 증가에 대한 대응은 시간 싸움이기도 한 만큼 두산에너지빌리티의 글로벌 시장 진출은 그리 멀지 않았다는 판단이다.

표 13. 두산에너지빌리티, 한국전력 발전자회사와 체결한 가스터빈 공급 계약

프로젝트	공급모델	발주처	계약 시기	목표 준공 시기
김포열병합 가스터빈	270MW, H-Class	한국서부발전(주)	2019년 12월	2023년 7월부터 상업가동 시작
보령신복합발전소 주기기공급	380MW, H-Class	한국중부발전(주)	2023년 6월	2026년 6월
분당열병합 가스터빈	380MW, H-Class	한국남동발전(주)	2024년 6월	2028년 3월
함안복합발전소 파워블록	380MW, H-Class	한국중부발전(주)	2024년 7월	2027년

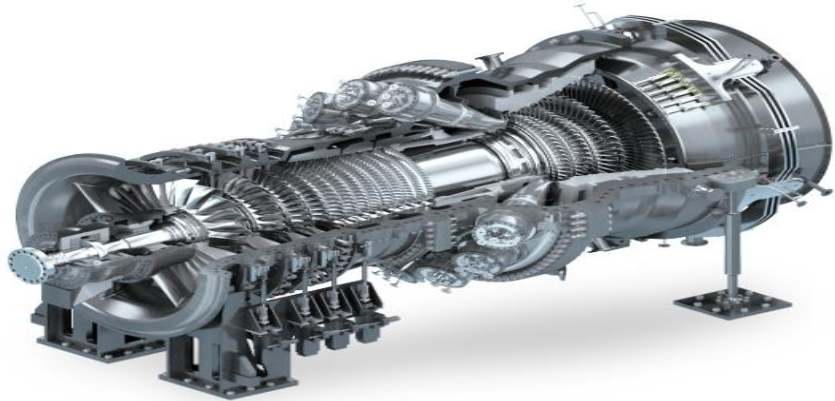
자료: Dart, iM증권 리서치본부

그림72. 대형 가스터빈 60Hz 기준 주요 업체별 점유율



자료: 두산에너지빌리티, iM증권 리서치본부

그림73. 두산에너지빌리티가 기술 개발한 중대형 가스터빈 (DGT6-300HS1)



자료: 두산에너지빌리티, iM증권 리서치본부

표14. 가스터빈 Class 및 각 공급사별 주요 특징

구분	D Class	E Class	F Class	G Class	H Class	J Class
최초출시 년도	1980년	-	1990년	2000년	2010년	-
터빈입구 온도(℃)	1,100	-	1,400	1,500	1,500~1,600	1,600
배기가스 온도(℃)	-	-	607	597	600	-
가스터빈	출력(MW)	110	168	185	264	470
	효율(%)	35	34.7	37.0	39.1	41.0
복합발전	출력(MW)	160	251	280	387	680
	효율(%)	50	52.2	56.7	58.6	60.0
구분	두산에너지빌리티		Siemens	Mitsubishi	GE	
모델명	DGT6-300HS2		SGT6-9000HL	M501JAC	7HA.03	
출력(MW)	380 / 550		388 / 577	425 / 614	430 / 640	
효율(%)	43 / 63		42 / 63	44 / 64	43.3 / 63.9	
IGT(℃)	1,650		1,550	1,650	1,600	
연소형식	1단연소		1단연소	1단연소	1단연소	
NOx(ppm)	30		25	25	25	
CO(ppm)	10		10	10	9	
수소혼소(%)	30(2025년 예상)			50(2025년 예상)		

자료: 한국지역난방기술, 한국수출입은행, MHI, iM증권 리서치본부

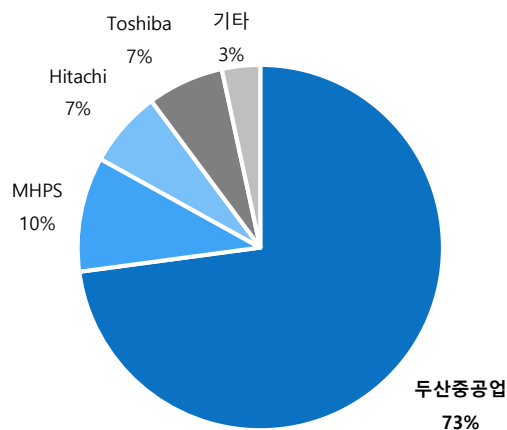
가스터빈과 함께 스팀터빈 확대 수혜도 누릴 수 있어

가스발전소는 주로 발전 효율성을 높이기 위해 가스터빈에 스팀터빈을 결합시킨 복합발전소(CCGT: Combined Cycle Gas Turbine) 형태로 건설된다. 중대형터빈 기준 통상 가스터빈 2개 또는 3개에 스팀터빈 1개가 결합돼 스팀터빈 개수가 더 적긴 하나, 가스발전 수요가 증가하면 스팀터빈 시장도 그에 동반해서 성장하게 된다는 의미이다. 스팀터빈 시장에서도 메이저인 GE 역시 2분기 컨퍼런스콜에서 가스터빈 뿐만 아니라 스팀터빈도 그 성장세가 뚜렷하다고 언급한 바 있다.

가스터빈은 연료를 직접 연소시켜서 운영되기 때문에 온도는 1,500~1,600도까지 달한다. 이러한 고온과 고압을 견딜 수 있는 설계와 기술, 특수소재 등이 필요할 만큼 기술적 장벽이 매우 높은 편이다. 글로벌 메이저 생산업체가 3곳에 그치고, 두산에너지빌리티도 기술개발에 약 20년 간의 시행착오를 겪었던 이유이다. 반면, 스팀터빈은 연료를 연소시켜 물을 끓이고 이 과정에서 발생한 증기로 가동되는 만큼 온도가 약 500~600도에 그쳐 상대적으로는 제조장벽이 낮은 편이다.

이에 두산에너지빌리티가 가스터빈을 생산하기 시작한 것은 이제 5년에 불과하나, 스팀터빈 생산은 벌써 40년도 넘었다. 특히 국내 석탄발전소에 사용된 스팀터빈 대부분은 과거 한국중공업(현, 두산에너지빌리티) 당시부터 공급해왔고, 현재 가동 중인 석탄발전소 59기 중 73% 달하는 43기가 두산에너지빌리티의 제품이다.

그림74. 국내 가동 중인 석탄발전소 스팀터빈 공급사별 점유율



자료: EPSIS, iM증권 리서치본부

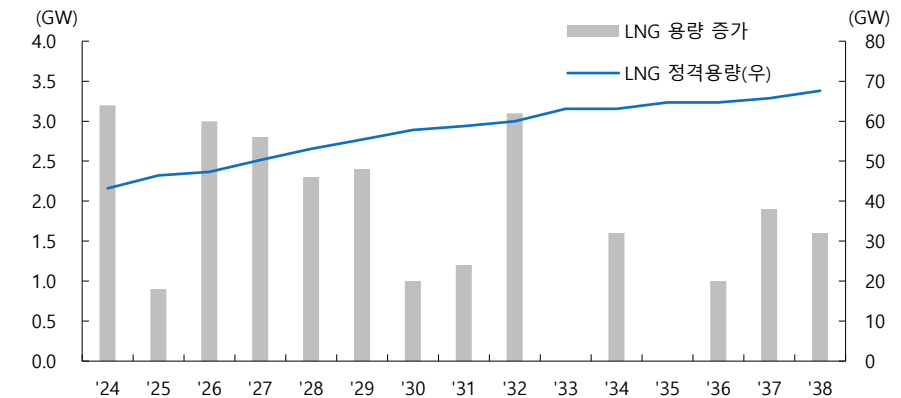
11차 전기본에 근거해 국내만 연간 약 2GW 신규 설비 필요

발전소의 핵심 부품은 운영의 안정성과 유지보수의 용이함 등을 위해 주로 북미, 유럽, 아시아 각 지역별로 주로 공급이 이뤄진다. 국내는 두산에너지빌리티가 그 외 경제성 측면에서도 더 우위에 있어 가스터빈과 스팀터빈 시장을 장악하고 있다.

정부는 11차 전기본에서 노후석탄발전소의 전환과 2030년 이후 무탄소전원 진입 불확실성 대응을 위한 LNG 발전소의 필요성을 강조하고 있다. 2038년까지 LNG 발전소 용량을 26GW 확대할 계획인데, 연간 1.7GW씩 신규로 유입되는 셈이다. 건설 계획이 집중된 2032년 이전까지로 한정하면 연간 평균 2.2GW로 확대된다.

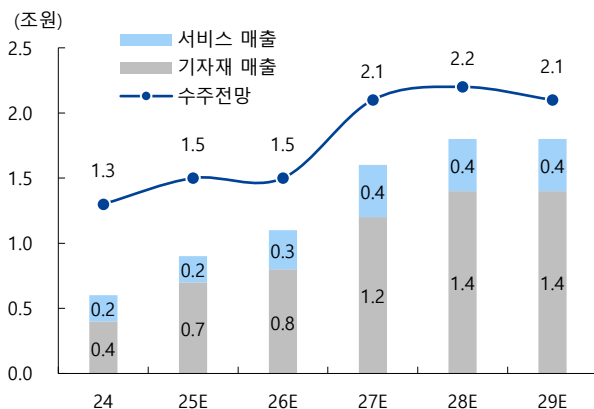
두산에너지빌리티가 가스터빈 개발한 이후 국내 물량은 사실상 독점적으로 누리고 있고, 스팀터빈은 이미 최대 점유율을 확보하고 있어 11차 전기본에 따른 물량은 동사 실적으로 연결될 가능성이 높다. 두산에너지빌리티는 2024년 0.6조원이었던 가스발전 매출을 2029년 1.8조원으로 3배 늘린다는 가이드를 제시하고 있다. 국내는 이미 장악했고, 해외도 메이저들 납기 지연에 따른 어부지리로 가스터빈 시장 조기진출 기대되는 만큼 동사의 가이드를 부담스럽게 볼 필요는 없다.

그림75. 11차 전기본 기준 2038년까지 연도별 LNG 발전소 용량 증가 계획



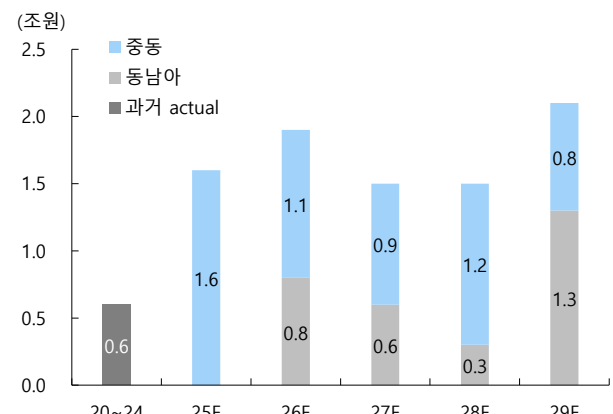
자료: EPSIS, iM증권 리서치본부

그림76. 두산에너지빌리티 가스발전 매출 및 수주 가이드



자료: 두산에너지빌리티, iM증권 리서치본부

그림77. 두산에너지빌리티 복합화력 EPC 중기 수주계획



자료: 두산에너지빌리티, iM증권 리서치본부

III. 사우디/미국 전략 변화에서 찾는 유틸리티 기회

규제산업 특성상 외부요인에 의해 결정되는 이익 체력

이익 함수 P, Q, C 중 어느것 하나도 능동적으로 선택할 수 없는 현실

어떤 기업이든 이익은 P(판매), Q(물량), C(비용) 함수에 따른다. 그러나 공공재인 에너지를 생산 및 판매하는 유틸리티 산업은 가격을 자체적으로 결정할 수 없고, 물량은 GDP 성장률에 통상 국한되기 때문에 외형성장은 다소 제한적인 편이다. 그나마 비용 측면에서의 변화가 이익에 가장 중요한 변수로 작용하는데, 이 또한 대부분 내부적 통제가 아니라 외부요인들에 의해 결정되므로 유틸리티 업체들이 주도적으로 이익을 개선시킬 수 있는 방법은 안타깝지만 별로 없다. 전력과 가스, 난방은 생존과 정상적인 사회 운영에 필수로 요구되는 공공재인 만큼 에너지라는 재화를 다루는 유틸리티 산업은 정부 규제에서 영원히 자유로울 수 없다.

특히 유틸리티 산업 안에서도 발전과 송배전, 판매 등 일부는 경쟁구조인 미국, 프랑스, 일본 등과 달리 한국은 발전을 제외한 송배전 및 판매가 한국전력에 의해 독점적으로 운영된다. 이는 정부 규제가 그만큼 더욱 강하게 작용함을 의미한다.

한국전력과 한국가스공사, 지역난방공사 등 국내 유틸리티 업체들은 모두 정부가 최대주주이기 때문에 정부 정책에 따라 가격과 생산량도 영향받을 수밖에 없다. 원재료인 석탄, 천연가스, 원유 등은 해외에서 전량 수입하고 있고 커머리티 가격 형성에 직간접적으로도 개입할 수 있는 여지 또한 당연히 없다. 결국 이익 함수인 P(판매), Q(물량), C(비용) 중에서 어느 하나도 능동적으로 선택할 수 없기 때문에 외부요인에 의해 실적과 밸류에이션이 결정되는 것은 어쩔 수 없는 숙명이다.

표15. 주요국 전력산업 구조 비교

국가	영국	일본	독일	프랑스	한국
주요 전력회사	민영(5개)	민영(10개)	민영(4개)	국영(1개)	국영(1개)
발전	경쟁	경쟁	경쟁	경쟁	경쟁
송배전망	독립법인	독립법인	독립법인	독립법인	미독립
소매	경쟁	경쟁	경쟁	경쟁	독점

자료: iM증권 리서치본부

주: 왼쪽으로 갈수록 시장경쟁에 가깝고, 오른쪽으로 갈수록 공공독점에 가까운 구조

외부요인 중 그나마 가장 객관적이고 현실성 높은 연료비 하락

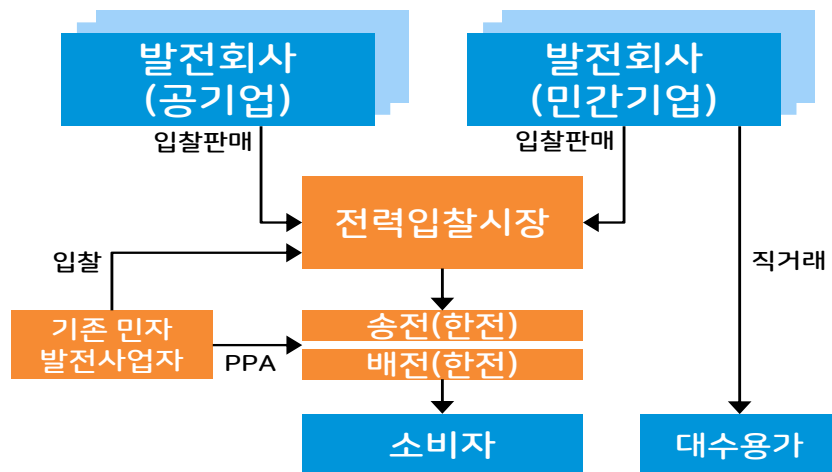
정부에 의해 결정되는 수동적 평가 vs 국제가격에 따라 객관적으로 반영되는 원가

국내 전력시장의 발전부문은 한국전력 발전자회사 6개와 SK E&S, GS EPS, 포스코인터내셔널 등 여러 민자업체들이 함께 참여하는 경쟁구조로 이뤄져 있는 반면, 송배전 및 전력판매는 한국전력이 독점적으로 영위하고 있다. 한국전력이 발전사들로부터 전력을 구매할 때 지급하는 ‘정산단가’는 한국전력의 별도 기준 비용으로 인식되고, 전력을 판매하면서 받는 요금(=판매단가)은 평가가 된다.

전기요금은 총괄원가 방식을 따르는데, 전기 생산과 공급에 투입된 모든 비용 및 이를 위한 투자자산에 대한 적정보수를 모두 보전받는 수준에서의 요금 결정을 원칙으로 한다. 한국전력이 총괄원가제에 따라 요금을 산정해 산업통상자원부에 신청하면 기획재정부와 산자부가 협의 및 승인하는 구조이다.

원칙적으로는 2021년 1월부터 도입된 ‘연료비 연동제’에 따라 연료비 변동분을 반영해서 전력요금이 결정된다. 그러나 물가안정이 주요 과제 중 하나인 기재부 승인이 필요한 만큼 사실상 연료비의 온전한 반영은 물론, 독자적 결정도 어렵다.

그림78. 국내 전력시장 구조: 발전사업만 경쟁, 송배전은 한전 독점



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

주1: 발전부문은 한국전력에서 분리해 여러 발전사업자간 분할 경쟁

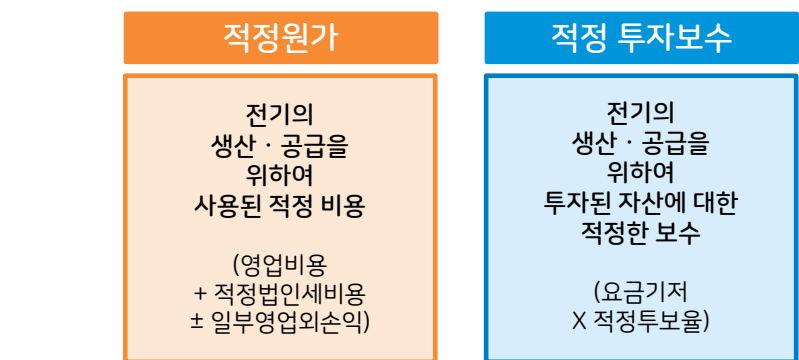
주2: 송전 및 배전은 한국전력이 전담

총괄원가방식의 에너지 요금 결정

우리나라의 전기, 가스, 열(난방) 요금은 총괄원가 원칙에 따라 결정되는데, 이는 에너지 생산 및 공급에 소요된 모든 비용과 이를 위해 투입된 자산에 대한 적정 보수를 보전하는 방식이다. 총괄원가제도는 에너지를 포함해 공공서비스 전반에 동일하게 적용되는데, 이는 초기 인프라 투자비용이 높을 뿐만 아니라 공공재가 안정적으로 공급될 수 있도록 유인을 제공하기 위함이다.

총괄원가는 사업운영과 관련해 투입되는 모든 직간접 비용을 포함한 '적정원가'와 투입자본에 대한 투자를 보상해주는 '적정투자보수'로 구성된다. 전기요금 산정의 기준이 되는 전기사업법 시행령에 따르면, 적정원가에는 연료구입비를 중심으로 감가상각비와 인건비, 수선유지비, 법인세 등 매출원가에 판매관리비, 법인세 등 금융비 제외한 모든 비용이 반영되고, 적정투자보수에는 유무형자산과 운전자금 등 실제 투자된 자산에 대한 적정보수율을 적용해 이윤을 보상해주는 구조이다. 전기 뿐만 아니라 도시가스 및 난방요금 결정 역시 동일한 방식에 근거한다.

그림79. 한국전력 전기요금 산정방식

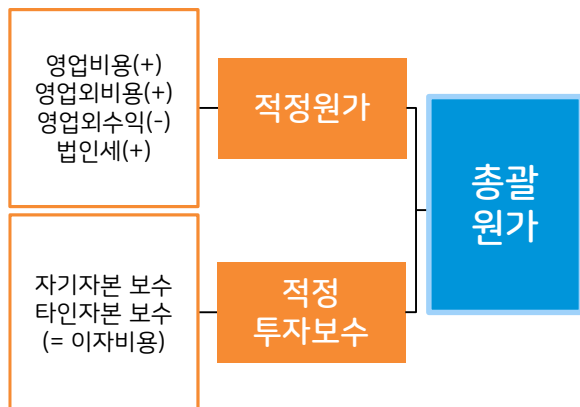


자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

주1: 요금기저에는 유무형자산+순운전자금 포함

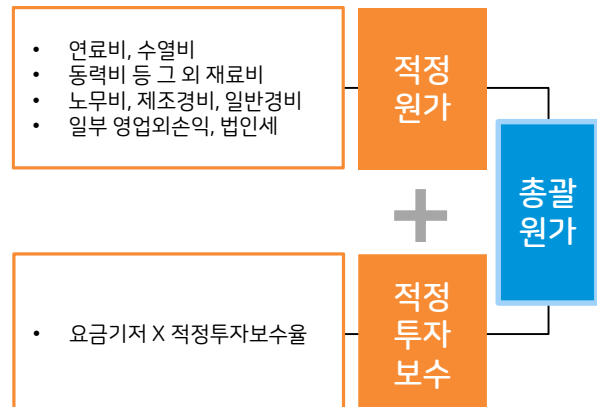
주2: 적정투보율은 세후 차입금평균이자율과 CAPM에 따라 산정한 자기자본보수율 가중평균해서 산출

그림80. 한국가스공사 천연가스 공급비용 산정방식



자료: 한국가스공사, iM증권 리서치본부

그림81. 한국지역난방공사 열요금 산정방식



자료: 한국지역난방공사, iM증권 리서치본부

동일한 총괄원가제도 하에서도, 조금씩은 다른 세부 방식

1. 전기 (한국전력)

이처럼 전기와 가스, 난방(열) 요금은 모두 총괄원가를 보상해주는 방식에 따라서 결정되지만 각각 세부적인 방식에는 조금씩 차이가 있다. 전력요금은 기본요금에 전력량요금과 기후환경요금, 연료비조정요금이 합산되는 방식이다. 2020년까지는 전력량 요금에 연료비 변동과 기후환경비용이 모두 포함되어 있었지만, 유연하게 연료비를 반영하고 기후환경 관련비의 명확한 정보 공개를 위해 2021년 1월부터 별도로 분리되었다.

전기요금을 구성하는 항목 중 기본요금과 전력량요금, 기후환경요금은 1년에 1회 산정되는 반면, 연료비조정요금은 2021년 도입된 원가 연계형 요금체계에 따라 분기마다 재산정된다. 최근 1년간의 평균연료비인 기준연료비와 직전 3개월 평균 연료비인 실적연료비의 차이를 반영하는 것으로, 사실상 전기요금 결정에 있어 가장 중요한 요소로 볼 수 있다. 그러나 그 조정단가가 상하한 ± 5 원으로 제한돼 있고, 상한선 이내라도 물가 부담으로 산자부가 이를 매년 승인해주지는 않는다. 따라서 현실적으로 연료비 변동이 전기요금에 온전히 반영되긴 어려운 구조이다.

이 때 요금에 반영하지 못한 연료비 변동분은 한국전력의 비용 부담 요인이 되며 손익계산서에 그대로 손실 반영되고, 결국 재무구조 악화로 연결된다. 한국전력이 2021~2023년 누적 약 40조원을 상회하는 영업적자를 기록한 것은 2021년 이후 연료비 상승 구간에서 전력요금 인상이 제한적으로 이뤄졌음에 기인한다.

그림82. 한국전력 원가 연계형 요금체계(상), 연료비 조정 방식(하)

현행

기본요금

+

전력량요금

(

연료비

기후환경비용

기타비용

)

개선

기본요금

+

전력량요금

(

기준연료비

분리

기타비용

)

+

기후환경요금

±

연료비조정요금

24.12	25.01	25.02	25.03	25.04	25.05	25.06	25.07	25.08	25.09	25.10	25.11	25.12
1분기(1~3월 요금)			2분기(4~6월 요금)			3분기(7~9월 요금)			4분기(10~12월 요금)			
기준연료비(21.12~22.11 평균)												
평균연료비(24.12~25.02)			실적연료비									
			평균연료비(25.03~25.05)			실적연료비						
						평균연료비(25.06~25.08)			실적연료비			

자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

주1: 기준연료비는 개정월 기준 가장 최근 1년간의 연료비, 25년 9월 현재 기준으로는 21.12~22.11월 평균 값 적용

주2: 실적연료비는 개정월 직전 4~2개월 전 평균연료비

주3: 연료비 조정요금은 실적연료비-기준연료비 차액으로 산출되는데, 상한 ± 5 원으로 설정

표16. 한국전력 2022년 전기요금 원가정보 총괄표

항목	결산 (단위: 억원)					예산	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	(비중)
I. 총괄원가(1+2)	553,528	612,193	609,427	555,358	671,873	1,048,848	100.0%
1. 적정원가(①+②+③-④+⑤)	540,936	596,445	594,690	535,413	652,752	1,028,402	98.1%
① 영업비용	547,792	604,138	602,038	541,267	659,761	1,024,028	97.6%
① 구입전력비	468,441	523,372	516,298	455,757	569,560	928,075	88.5%
④ 인건비	11,952	11,159	12,684	12,822	12,929	13,215	1.3%
⑤ 판매비와 일반관리비	19,989	19,954	21,500	20,736	22,967	21,891	2.1%
- 판매 및 간접부서의 경비	12,619	12,796	13,738	12,546	14,476	15,898	1.5%
- 판매수수료 등	7,370	7,158	7,762	8,190	8,491	5,993	0.6%
⑥ 기타 경비	47,411	49,653	51,556	51,952	54,305	60,847	5.8%
- 감가상각비	27,251	28,820	31,142	33,398	34,629	35,210	3.4%
- 수선유지비 등	20,160	20,833	20,414	18,554	19,676	25,637	2.4%
② 영업외비용	67	41	97	192	105	60	0.0%
③ 법인세비용	4,020	5,831	5,447	7,422	7,110	7,613	0.7%
④ 영업외수익(차감항목)	10,943	13,565	12,892	13,468	14,223	15,693	△1.5%
⑤ 원가연계성 요금제 정산						12,395	1.2%
2. 적정투자보수(①×②)	12,592	15,749	14,737	19,945	19,121	20,446	1.9%
① 요금기저	390,466	409,053	423,477	436,423	470,949	503,602	
② 적정투자보수율	3.22%	3.85%	3.48%	4.57%	4.06%	4.06%	
II. 총수입(1×2)	559,727	575,880	567,508	562,532	580,009	672,968	
1. 판매량(GWh)	507,746	526,149	520,499	509,270	533,431	547,933	
2. 적용단가(원/kWh)	110.24	109.45	109.03	110.46	108.7	122.8	

자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

주1: 구입전력비, 총 수입은 2022년 결산서 기준

주2: 적정원가 중 ⑤원가연계성 요금제 정산은 2021년 기후환경요금, 연료비조정요금 정산액

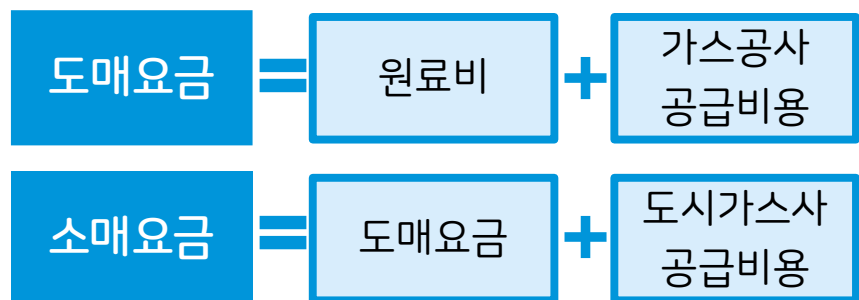
2. 도시가스 (한국가스공사)

가스요금은 도매용과 소매용으로 구분되는데, 원료비와 한국가스공사의 공급비를 합산한 도매요금이 결정되면 소매요금은 이를 기준으로 해서 도시가스 업체들의 공급비를 가산하는 방식이다. 앞서 언급한 바와 같이 가스요금도 총괄원가제도를 따른다. 도매요금 구성요소인 가스공사 공급비용이 그 적용 대상으로 가스공급에 투입된 비용과 적정이윤을 보상하는 총괄원가 방식에 따라 1년에 1회 산정된다.

원료비는 연동제가 적용되는데, 발전용은 매월 변동폭 상관없이 자동 조정되지만 민수용은 2개월 단위로 기준원료비와 산정원료비가 $\pm 3\%$ 초과할 때만 조정되는 구조이다. 원료비 연동제에서 정해진 상한은 없지만, 물가 상승으로 인한 경제적 영향이 고려되는 만큼 천연가스 가격 급등분이 사실상 모두 반영되지는 않는다.

여기서 한국전력(전력)과 한국가스공사(가스)의 가장 큰 차이가 발생한다. 전력은 연료비 미반영분이 한국전력 연결 기준 손익계산서 및 재무상태표에 영업손실과 자본 훼손으로 즉각 반영된다. 반면, 도시가스는 민수용 요금에 반영되지 않은 연료비가 향후 요금인상을 통해 회수할 수 있는 것으로 간주하여 한국가스공사의 재무상태표에 미수금으로 '자산화'된다는 점이다. 2021년 이후의 연료비 상승으로 한국전력은 40조원 이상의 누적 영업손실을 기록한 반면, 한국가스공사는 적자가 아니라 약 14조원의 비금융자산 미수금이 발생한 이유이다.

그림83. 천연가스 요금구조 및 결정방식



자료: 한국가스공사, iM증권 리서치본부

주1: 도매요금 중 가스공사 공급비용은 산자부 심의위원회 심의 및 기재부 장관 협의를 거쳐 산자부 장관이 승인

주2: 소매요금 중 도시가스사 공급비용은 시/도 물가대책 심의위원회 심의를 거쳐 시/도지사가 승인

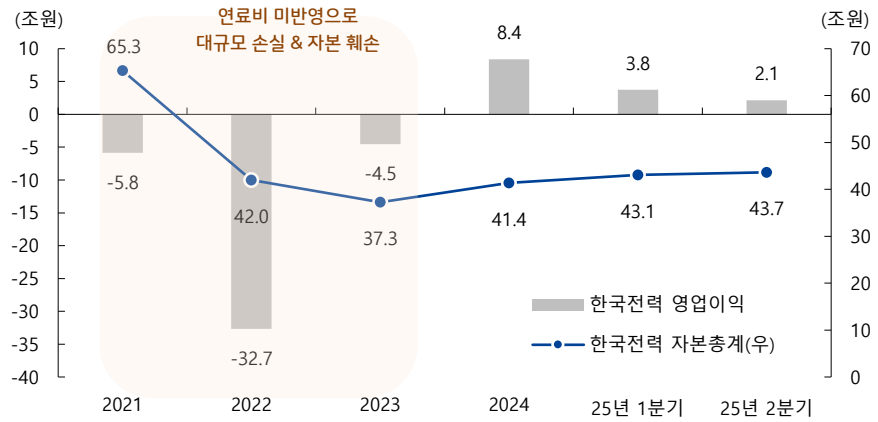
표17. 도시가스용 천연가스 도매요금 용도별 원료비 산정 주기 및 조건

구분	민수용	상업용	도시가스 발전용
용도 구분	주택용, 일반용	업무난방용, 냉난방공조용, 산업용, 수송용	열병합용, 연료전지용, 열전용설비용
산정주기	2개월(출수월) 산정	매월 조정	매월 조정
조정 조건	산정원료비가 기준원료비를 $\pm 3\%$ 초과하여 변동될 경우 요금 조정	변동폭 무관 자동 조정	변동폭 무관 자동 조정
유보 조건	요금 상승 우려 등 경제에 미치는 영향 고려	천연가스 수급문제 발생 or 요금 상승 우려 등 경제에 미치는 영향 고려	천연가스 수급문제 발생

자료: 에너지경제연구원, iM증권 리서치본부

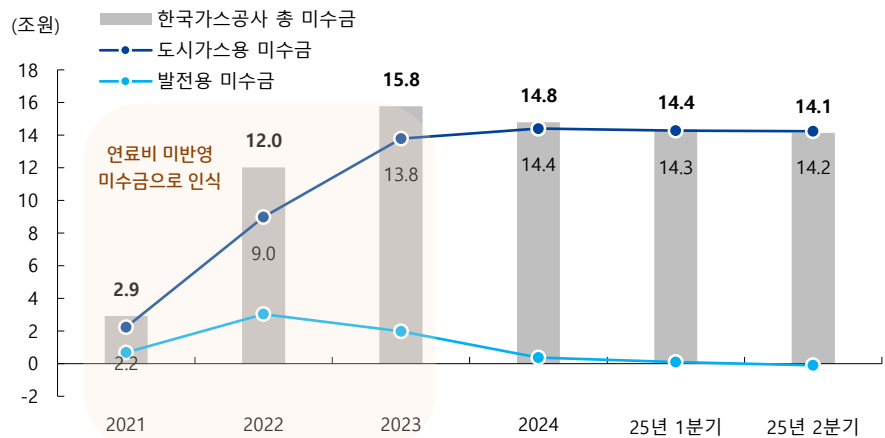
주: 기준원료비는 요금상 원료비 중 미수금(미지급금) 정산단가를 제외한 것

그림84. 한국전력 영업이익 및 자본총계 추이



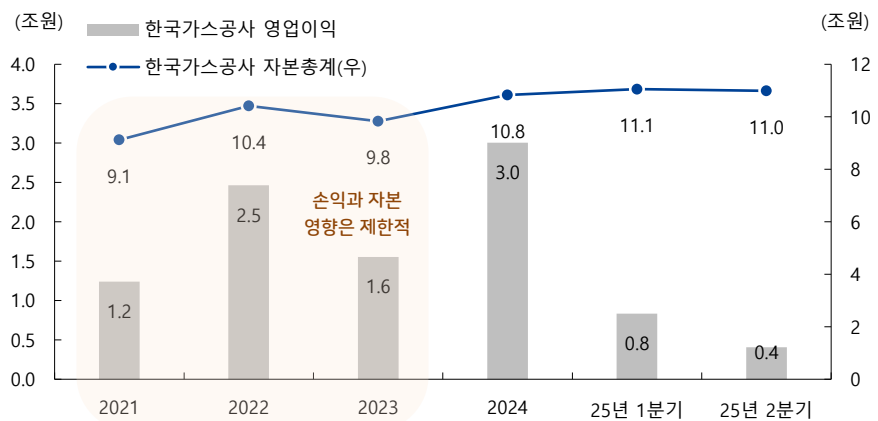
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림85. 한국가스공사 미수금 추이



자료: 한국가스공사, iM증권 리서치본부

그림86. 한국가스공사 영업이익 및 자본총계 추이



자료: 한국가스공사, iM증권 리서치본부

3. 난방/열 (한국지역난방공사)

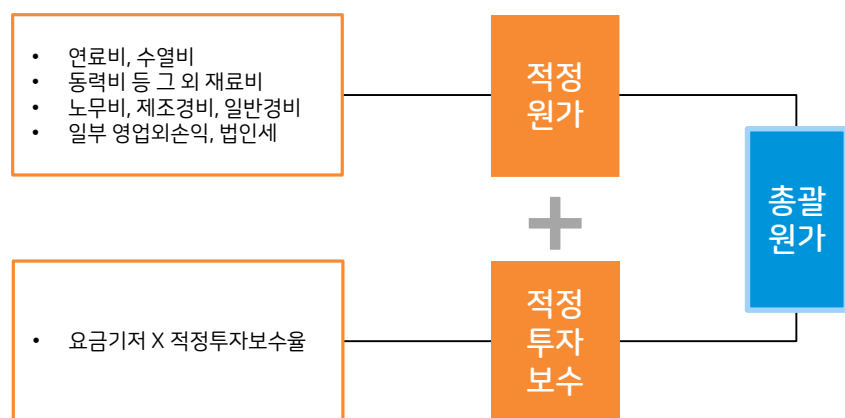
난방요금 역시 적정원가와 적정투자보수를 보장하는 총괄원가 방식에 근거한다. 연료비와 영업 및 영업외비용 일체를 모두 반영한 적정원가와 열 공급에 투입된 유무형자산과 순운전자금 등 요금기저에 대한 적정보수를 보장해주는 방식이다.

요금 결정의 기준이 되는 모든 비용들 중에서 연료비는 2개월 단위로 반영되고, 이를 제외한 나머지 고정비는 2년마다 산정된다. 난방요금이 결정되는 방식에서 전기 및 도시가스 요금산정 방식과의 가장 큰 차이는 요금에 대한 정부 규제가 상대적으로 덜 엄격하다는 점이다. 전기와 도시가스는 한국전력과 한국가스공사 독점적 공급에 기반하는 반면, 난방(열)은 지역난방공사 외에도 주요 권역별로 총 31개의 민간 지역난방업체들을 통해 함께 공급이 이뤄지기 때문이다.

난방요금의 연료비는 한국가스공사가 2개월 단위로 매 홀수월에 조정하는 민수용 요금에 연동하여 짝수월마다 조정되는데, 연료비 조정에서 반영되지 못한 차액은 1년에 걸쳐 연료비 정산을 통해 회수할 수 있다. 지역난방공사도 한국가스공사와 마찬가지로 연료비 미정산금이 회계상 비금융자산 또는 부채로 인식되고 있지만, 1년에 1회(매년 7월) 이뤄지는 연료비 정산으로 회수 속도는 좀 더 빠른 편이다. 가령, 2025년 1분기 기준 한국가스공사 민수용 미수금은 2024년 말 대비 -0.9% 감소하는데 그친 반면, 지역난방공사는 -4.1% 감소했다.

지역난방공사를 제외한 나머지 민간 지역난방업체들은 자발적으로 요금을 결정할 수 있다. 다만, 한국지역난방공사 공급요금이 시장기준 요금으로서의 역할을 하기 때문에 이를 기준으로 110% 상한선 내에서 가격 결정이 제한된다.

그림87. 지역난방 열요금 산정원칙



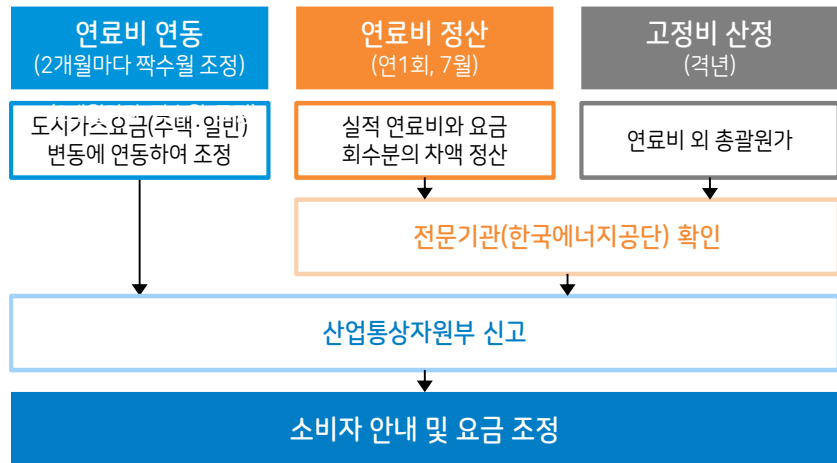
자료: 한국지역난방공사, iM증권 리서치본부

주1: 요금기저 = 연평균순가동설비자산 + 적정연간운전자금

주2: 적정투자보수율 = 자기자본보수율과 타인자본보수율의 가중평균

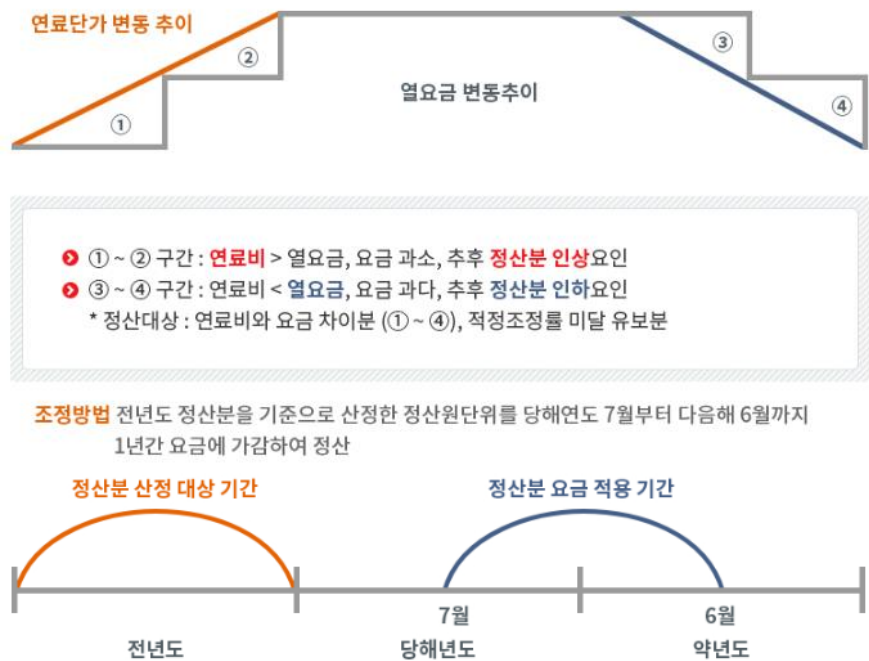
주3: 지역난방 열요금 상한제: 사업자가 열요금 신고 시, 시장기준요금의 110% 초과할 수는 없음

그림88. 지역난방 열요금 조정절차



자료: 한국지역난방공사, iM증권 리서치본부

그림89. 지역난방 요금제도 중 연료비 정산제: 연료비 미정산분을 정산하기 위한 제도



자료: 한국지역난방공사, iM증권 리서치본부

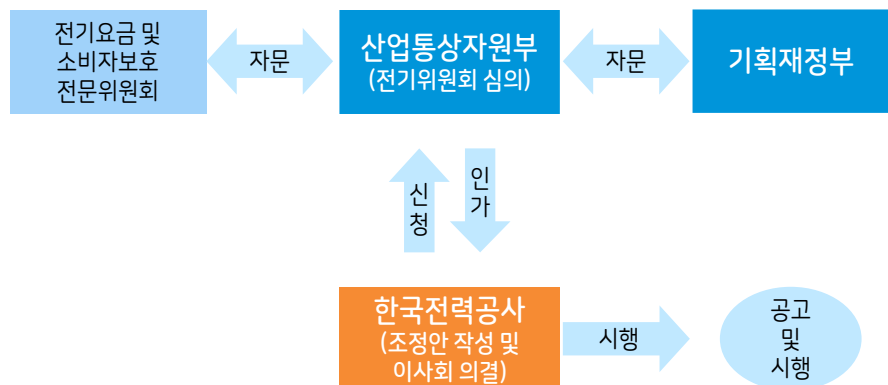
결국 유틸리티 업체들에게는 연료비 하락이 중요

요금은 정치적 영향으로 경직성 강해 연료비가 이익에 더 결정적일 수밖에

총괄원가에서 비중이 가장 높은 것은 연료비이다. 원칙적으로는 ‘연료비 연동제’ 따라 연료비 변동분을 주기적으로 반영해서 요금이 결정된다. 한국전력의 경우 3개월 마다 기준연료비와 실적연료비 차이를 ± 5 원/kWh당 범위 내에서 연료비 조정단가 조정을 통해 요금에 반영하고 있다. 한국가스공사는 발전용 천연가스 공급비용의 경우 상한선 없이 매월 원료비를 반영하고, 민수용은 2개월 단위로 홀수월에 산정원료비가 기준원료비를 $\pm 3\%$ 초과할 경우 천연가스 공급 요금에 조정하는 구조이다. 독점적 형태인 전력 및 가스와는 달리, 과점형태로 공급되는 한국지역난방공사의 열(난방) 역시 2개월 단위로 짝수월에 연료비 변동 증감분을 요금에 반영하고 있는데, 민간 집단에너지 업체들은 지역난방공사의 공급가격을 기준으로 삼아 110% 상한 내에서 공급가격을 결정하고 있다.

에너지 생산에 투입된 모든 비용과 적정 이윤을 보상해주는 총괄원가제도와 함께 연료비 변동분을 주기적으로 반영하는 연동제가 정상적으로 시행된다면 유틸리티 기업들은 늘 안정적인 이익을 향유할 수 있다. 그러나 지난 2021~2023년 에너지 가격 상승 사이클에서 분명하게 경험했듯 해당 요금제는 원칙적인 형식에 불과할 뿐, 현실적으로는 그대로 따라가지 못한다. 전기와 도시가스, 지역난방 요금 모두 산업통상자원부의 승인을 받아야 하는데 산업통상자원부는 물가안정이 주요 과제 중 하나인 기획재정부와 또 협의를 거친 후에 인가 여부를 결정하는 만큼 사실상 연료비 변동이 요금에 온전히 반영되기 어렵기 때문이다.

그림90. 전기요금 결정체계



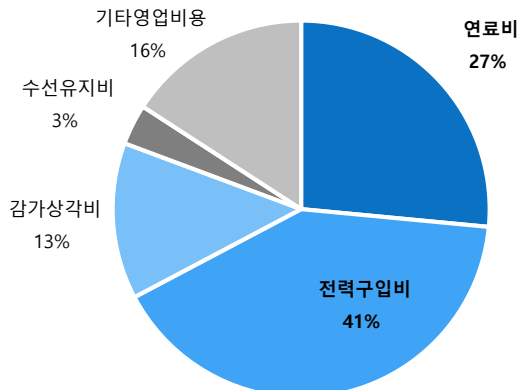
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

한전 총 비용의 70% 달하는 전력구입비, 연료비를 결정짓는 유가

결국 에너지 공기업들의 판가는 경직성이 너무 강한 만큼 이들에게 있어서 비용 측면의 변화가 오히려 더 중요하다고 볼 수 있다. 2024년 한국전력 총 지출에서 전력구입비 비중이 41%로 가장 높고, 발전자회사들의 전력 생산용 연료비 구입이 27%를 차지했다. 전력구입비와 연료비의 합산 비중이 70% 달하는 것인데, 이들은 전적으로 유가와 LNG 가격에 따라 결정된다.

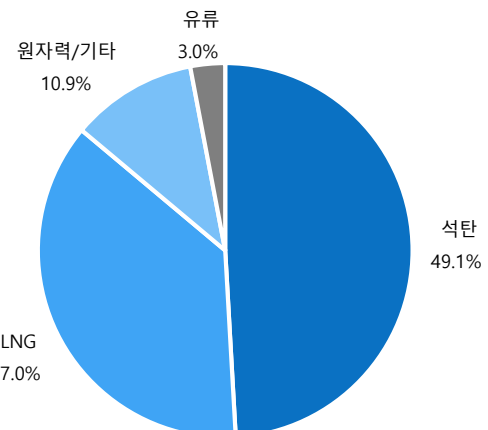
보다 구체적으로 한국가스공사의 LNG 수입가격은 대부분 Dubai 연동 구조이고, 전력을 구매할 때 기준이 되는 SMP 역시 LNG 가격에 따라 결정되는 만큼 유가 레벨이 절대적으로 중요하다. 실제로 지난 10년간 한전 전력 판매단가는 유가와 큰 상관없이 움직인 반면, 구입단가는 Dubai 가격과 매우 밀접한 상관관계를 보였다. 2025년을 기점으로 OPEC+ 증산 기조 강화 및 트럼프의 유가 하락 압력 등으로 2022~2024년 대비 유가 하향 안정화가 예상되는 만큼 한국전력의 비용 감소 및 이를 통한 이익체력 개선을 기대해볼 수 있다는 판단이다.

그림91. 한국전력 비용 항목별 비중 (2024년 기준)



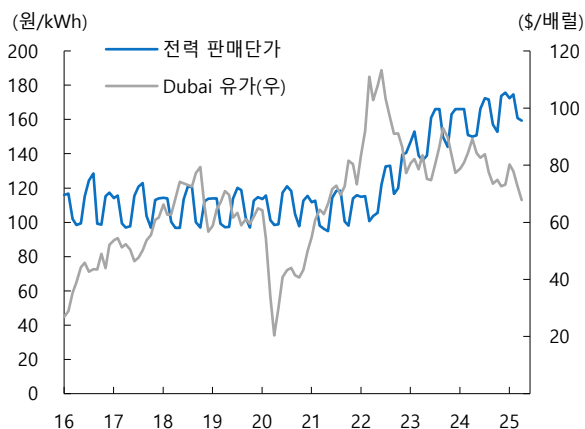
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림92. 한국전력 연료비 비중 (2024년 기준)



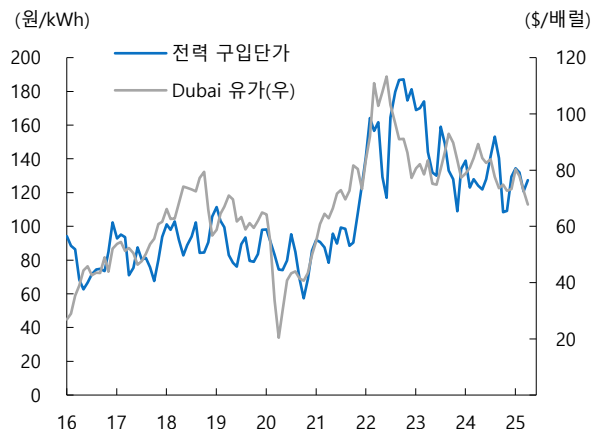
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림93. 한국전력 전력 판매단가 및 Dubai 유가 추이



자료: 한국전력, Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림94. 한국전력 전력 구입단가 및 Dubai 유가 추이



자료: 한국전력, Bloomberg, iM증권 리서치본부

1. 사우디/미국 에너지 전략 변화로 연료비 구조적 하향 안정화

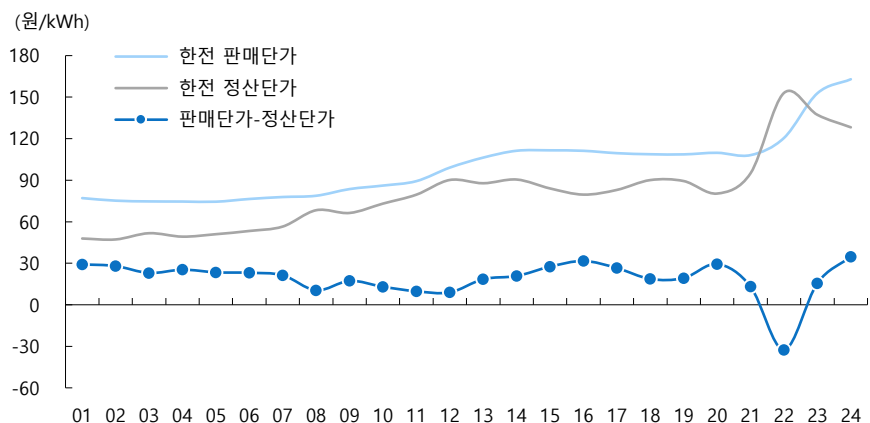
2021~2023년과는 완전히 다른 연료비 부담으로 유틸리티 이익 체력 개선

2021~2023년 연료비 급등 사이클에서 유틸리티 기업들이 능동적으로 취할 수 있는 전략은 그 어떤 것도 없었다. 원료비 상승을 판매가격에 반영하거나 혹은 가동률을 줄이는 등 손실을 최소화할 수 있는 방안을 하나도 구사하지 못하며 정부규제 속에 수동적으로 대응할 수밖에 없었다. 비공공재를 다루는 산업이거나 혹은 일반 사기업이었다면 생산량 조정을 통한 손실규모 축소라도 시도해볼 수 있었겠지만, 전력 산업 특성상 생산에 대한 자유도 없다. 그 결과 유틸리티 기업 모두 공통적으로 최대 영업이익자를 기록했고, 재무건전성도 자연스레 훼손되었다.

가령, 한국전력은 2021~2023년에 걸쳐 누적된 영업적자만 총 43조원에 달했고 손실 대응을 위해 사채 발행과 차입금을 계속 늘린 결과, 2020년 74조원에 그친 차입금이 2024년에는 136조원으로 거의 2배 가까이 증가했다. 한국가스공사는 한국전력과 달리, 정산단가와 판매단가 차이가 영업손실로 즉각 반영되지 않고 미수금으로 계상해 대규모 적자를 기록하진 않았다. 대신 미수금 규모가 큰 폭으로 늘었는데, 2021년 2.2조원 내외였던 도시가스 민수용 미수금이 2025년 2분기 기준 14.2조원에 달하고 있다. 2024년 말 14.4조원에서 늘어나고 있지는 않지만, 여전히 본격적인 회수 구간에는 진입하지도 못했다.

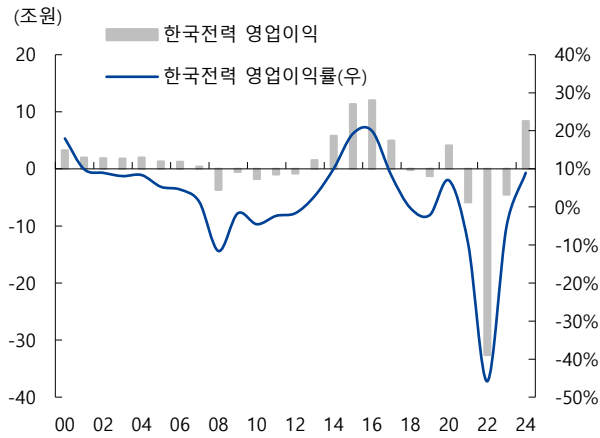
그러나 2025~2026년은 비용 측면의 몇 가지 변화 출현으로 유틸리티 업체들의 구조적인 이익체력 개선을 기대해볼 수 있을 전망이다. 대표적으로 한국전력은 유가와 LNG 도입 가격 하락에 따른 연료비 부담 완화와 지역별 차등요금제, LNG 개별요금제 도입에 따른 전력구매비 하락 효과 등을 기대할 수 있다. 한편, 연료비 약세에도 불구하고 요금은 동결 혹은 소폭 인상까지도 이뤄지며 마진 확대를 누릴 수 있겠다. 이처럼 2025~2026년은 ‘원료비 하락’에 근거해 국내 유틸리티 업체들의 전반적인 이익체력 및 재무구조 개선이 가능하다는 판단이다.

그림95. 한국전력 판매단가 및 정산단가 추이



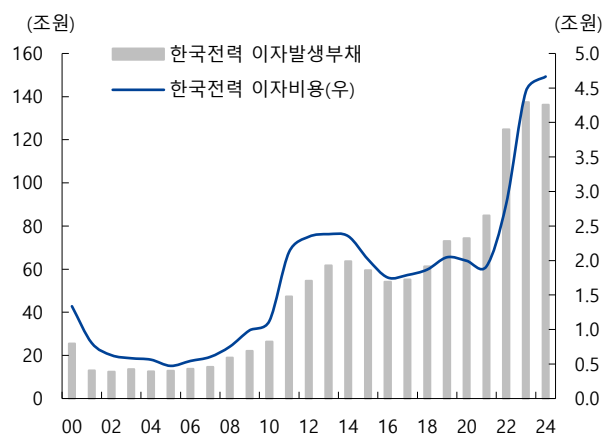
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림96. 한국전력 영업이익 및 이익률 추이



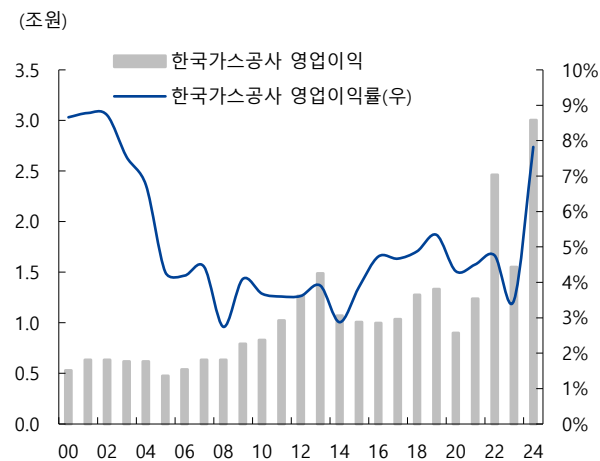
자료: Quantwise, iM증권 리서치본부

그림97. 한국전력 이자발생부채(차입금) 및 순이자비용 추이



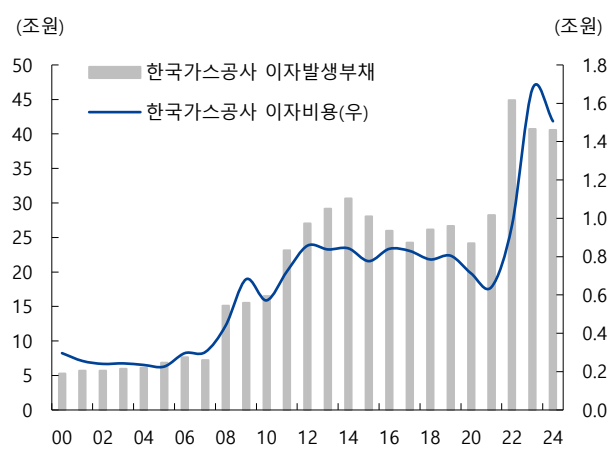
자료: Quantwise, iM증권 리서치본부

그림98. 한국가스공사 영업이익 및 이익률 추이



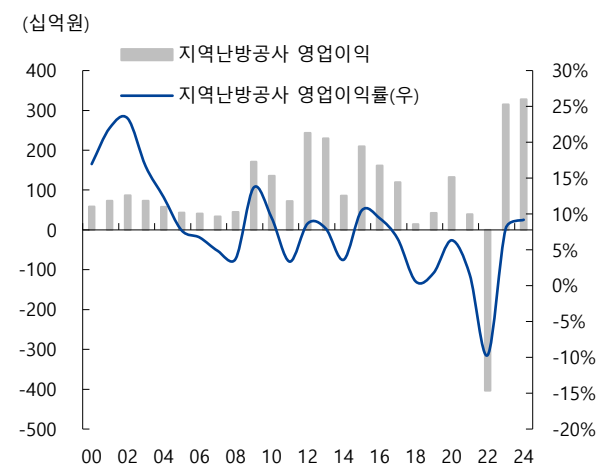
자료: Quantwise, iM증권 리서치본부

그림99. 한국가스공사 이자발생부채(차입금) 및 순이자비용 추이



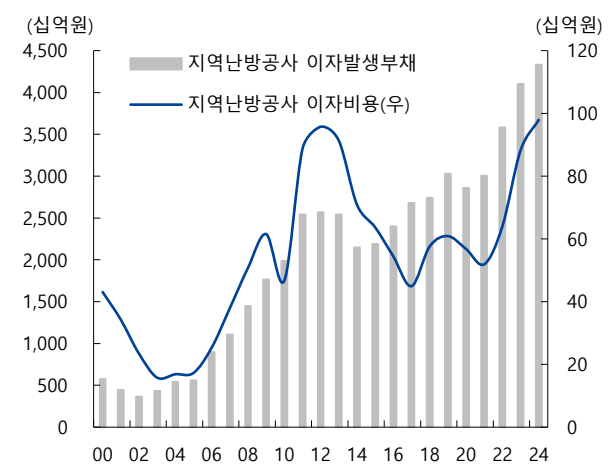
자료: Quantwise, iM증권 리서치본부

그림100. 지역난방공사 영업이익 및 이익률 추이



자료: Quantwise, iM증권 리서치본부

그림101. 지역난방공사 이자발생부채(차입금) 및 순이자비용 추이



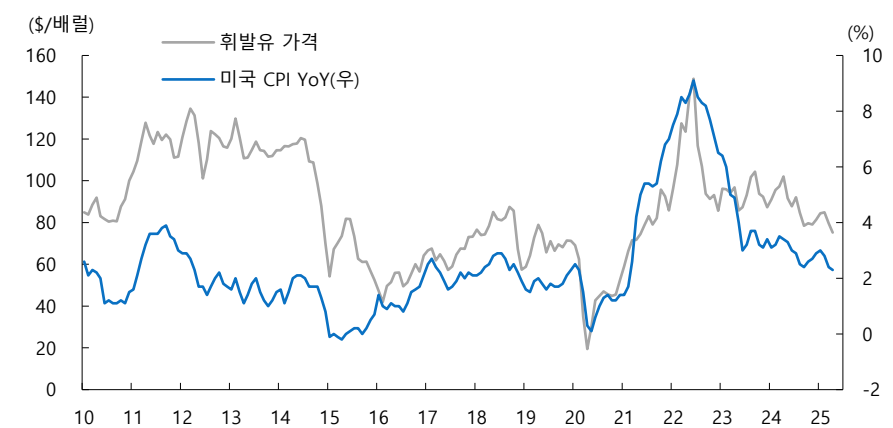
자료: Quantwise, iM증권 리서치본부

트럼프 임기 내내 끊이지 않을 유가 하락 압력

8월 기점으로 미국과 주요국들의 관세협상은 어느정도 마무리되었다. 트럼프가 최초로 언급한 관세보다는 전반적으로 세율이 하향되었으나, 그럼에도 이전에는 없던 10~20% 수준의 관세가 새롭게 부과되는 만큼 향후 미국 내 인플레이션 부담은 피할 수 없다. 미국의 CPI는 휘발유 가격에 가장 민감하게 움직이기 때문에 올해 연말로 가면서 점차 본격화될 관세 부과에 따른 인플레이션 부담을 조금이나마 상쇄시키기 위해서는 유가 하향 안정화가 절대적으로 필요하다.

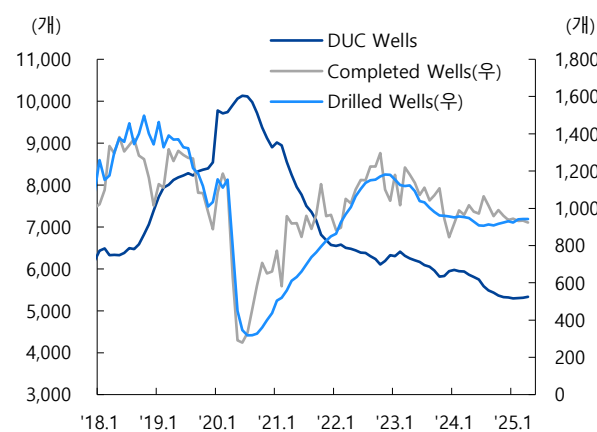
그러나 바이든 행정부에서의 시추 및 생산 규제 강화로 신규 유정 수가 좀처럼 늘어나지 못했고, DUC 유정도 역사적 하단에 근접한 만큼 단기에 미국 산유량이 급증하긴 어렵다. 따라서 주변 산유국들의 협력을 이끌어낼 수밖에 없는데, 연초 이후 트럼프가 사우디와 UAE 등 중동 주요국들과의 관계를 유독 강화하고 있는 행보는 그 의도에서 기인한 것으로 해석된다.

그림102. 미국 CPI 및 휘발유 가격 추이



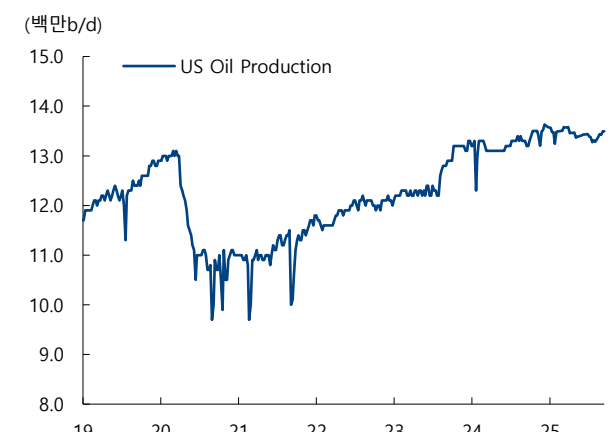
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림103. 미국 Drilled 및 DUC 유정 추이



자료: EIA, iM증권 리서치본부

그림104. 미국 산유량 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

때마침 점유율 탈환을 노리는 사우디 주도로 OPEC+ 증산 기조 강화

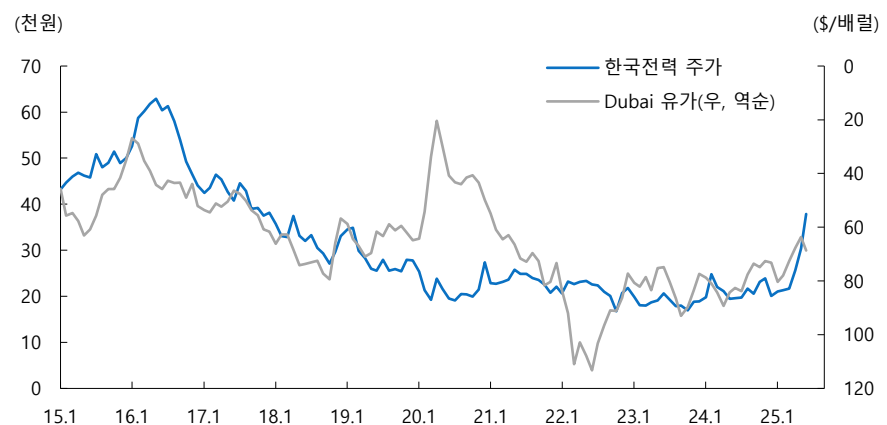
2010년대 셰일혁명이 시작된 이후 미국과 사우디는 글로벌 원유 시장의 점유율 확보를 위해 치킨게임도 불사한 바 있다. 초반 약 10년간은 미국이 수압파쇄법과 수평시추 등의 신기술 적용으로 생산성을 빠르게 향상시키며 산유량을 늘려갔고, 그 결과 2018년 기점으로 미국은 사우디를 제치고 글로벌 1위 산유국이 되었다.

이후 미국 산유량은 꾸준히 증가한 반면, 사우디는 COVID 여파로 2021년부터 OPEC+ 감산에 합의하면서 생산량을 줄이기 시작했고 그 결과 현재 글로벌 원유 시장에서 사우디 점유율은 11%로 1990년 이후 가장 낮은 수준에 그치고 있다. 2010년대 초반 셰일오일 생산성 향상으로 생산비용이 급속도로 하락했기 때문에 사우디가 미국과의 치킨게임을 지속해가는 것은 사실 다소 버거웠다.

그러나 지금은 미국 주요 분지 내 수익성 높은 유정들의 수명 종료와 인플레이션, 인건비 상승 등으로 셰일오일 업체들의 손익분기점은 2022년 대비 오히려 소폭 높아졌다. 반면, 사우디를 포함한 OPEC 회원국들의 손익분기점은 여전히 경쟁자 대비 낮을 뿐만 아니라 매년 꾸준히 그 레벨이 하향되고 있다. 사우디 입장에서는 최대 경쟁자인 셰일업체들의 이익 체력이 약해진 현 시점이 점유율을 탈환하기에 가장 적절한 타이밍이다. 트럼프마저 직접 나서서 유가 하락을 외치고 있는 만큼 사우디 입장에서는 증산을 주저할 이유가 없다.

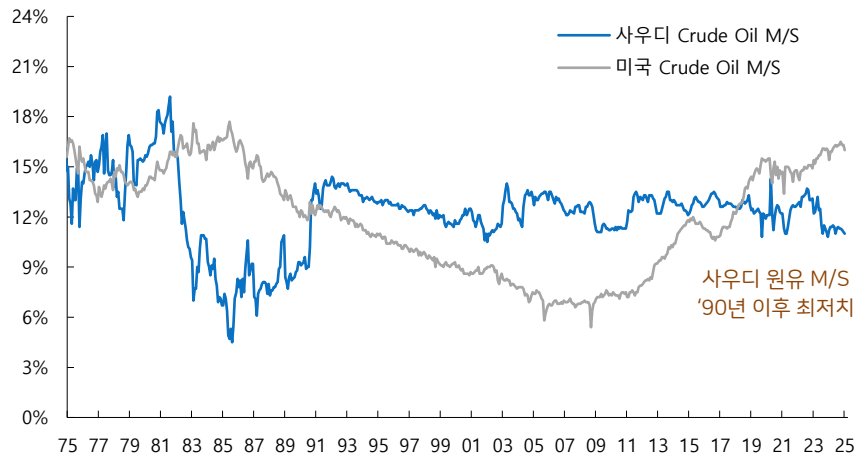
특히 지난 3년간의 OPEC+ 감산 합의 기간 중 할당된 쿼터를 준수하지 않으며 초과 생산기조를 이어갔던 이라크, 카자흐스탄 등과 같은 일부 회원국들에 대한 보복성 추가 증산도 충분히 가능하다. 2025년 기점으로 사우디 주도의 OPEC+ 증산 기조 강화에 따라 유가는 하향 안정화를 전망한다. 한국전력 비용에 있어서 가장 주요한 유가 하락은 이익체력 개선의 주 요인이 되겠으며, 과거 한국전력 주가는 Dubai 가격과 뚜렷한 역의 상관관계를 보여왔음을 주지할 필요가 있다.

그림105. 한국전력 주가와 Dubai 유가 추이



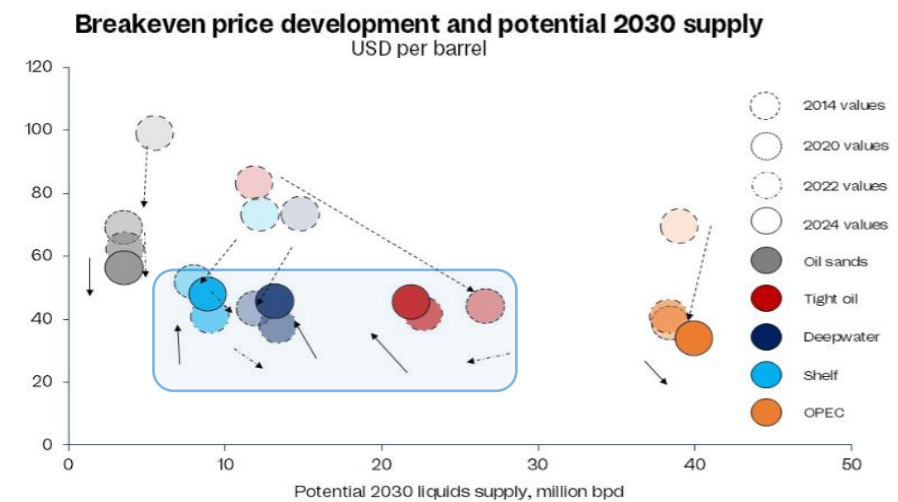
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림106. 글로벌 원유 시장에서 사우디와 미국의 점유율 추이



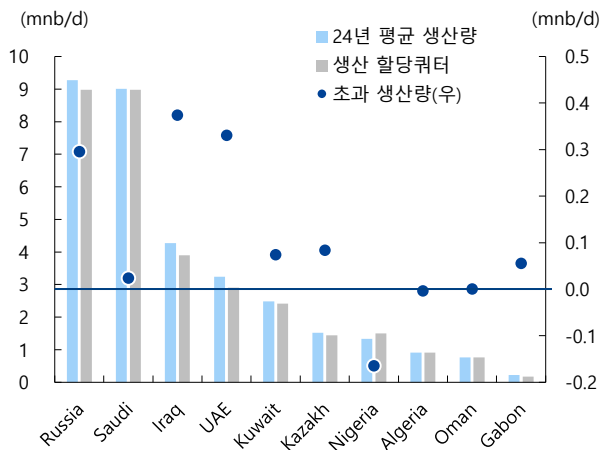
자료: IEA, iM증권 리서치본부

그림107. 미국 주요 분지 및 OPEC 원유 생산 손익분기점 변화 추이



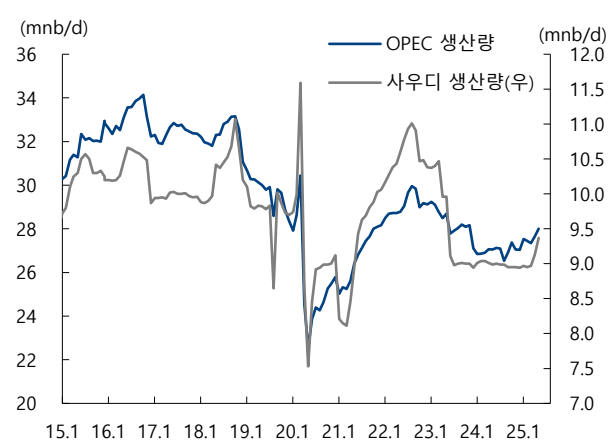
자료: IEA, iM증권 리서치본부

그림108. 2024년 OPEC+ 산유국 쿼터 및 초과 생산량



자료: IEA, iM증권 리서치본부

그림110. 사우디 및 OPEC 전체 원유 생산량 추이



자료: EIA, iM증권 리서치본부

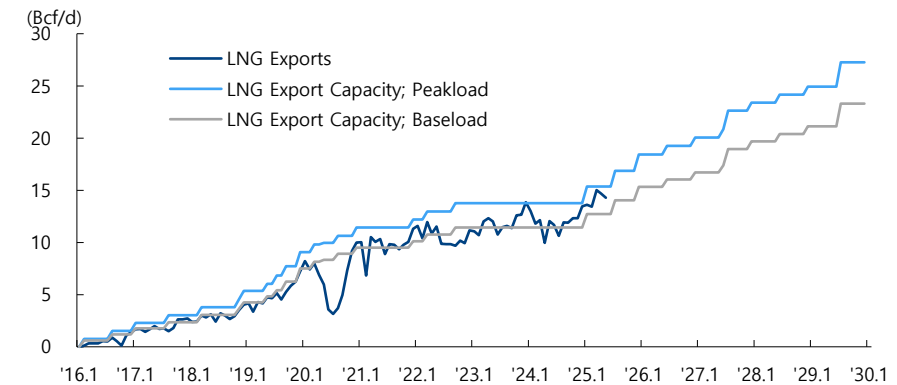
원유에 이어 천연가스로 확대되고 있는 미국/사우디 투자 확대

지난 10년 동안 원유 시장에 집중되어 왔던 미국과 사우디의 점유율 확보 경쟁이 이제는 천연가스로 확대되고 있다. 미국이 단기 내에 원유 생산량을 늘릴 수 있는 여력은 제한적이지만, 상대적으로 천연가스 생산량 증가는 지속될 수 있다. 이와 함께 2030년까지 LNG 터미널도 매년 꾸준히 유입되는 만큼 LNG 수출량 확대 여지는 충분하다. 이러한 배경에 근거해 미국은 이제 원유보다는 천연가스, 특히 LNG 시장에서의 입지 강화에 힘쓰려는 모습이다.

한편, 사우디도 지금까지 다소 무심했던 천연가스 시장에 관심을 갖기 시작했다. 아람코는 Jafurah 등과 같은 대규모 비전통가스전을 개발해 2030년까지 천연가스 생산량을 60% 이상 확대한다는 목표를 공식적으로 밝혔다. 이를 통해 국내에서 사용되는 원유를 천연가스로 대체하고, 원유 잉여물량은 수출하겠다는 전략이다.

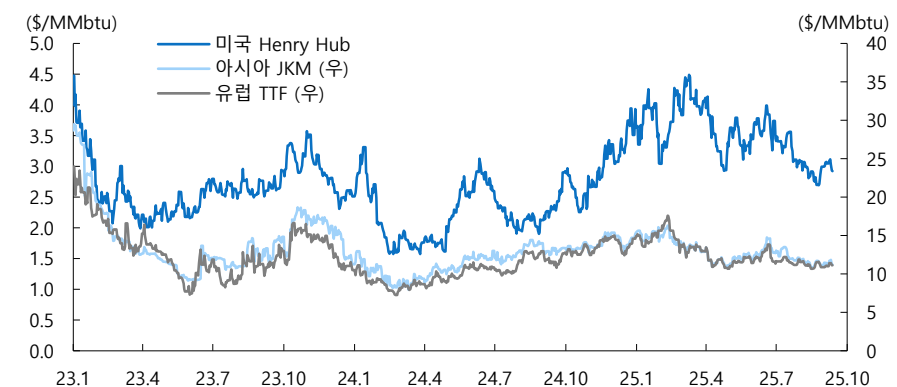
이처럼 글로벌 최대 산유국인 미국과 사우디가 천연가스로 무게중심을 옮겨가는 전략은 유가와 JKM 도입가격 하방압력으로 작용할 수 있으며, 이는 한국전력의 연료비 하락을 가능케 할 핵심적 역할을 할 전망이다. 정부 규제에서 결코 자유로울 수 없는 유틸리티 업종에 있어 원료비 하락은 이익 체력 개선에 있어서 가장 중요한 요인인데, 이를 본격적으로 누릴 수 있는 구간에 진입하고 있다.

그림111. 미국 LNG 수출량 및 터미널 용량 추이



자료: EIA, iM증권 리서치본부

그림112. 지역별 천연가스 가격 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

2. 연료비 하락에도 기대해보는 요금 인상

원칙적으로는 총괄원가제에 따라 요금도 인하되어야 하는 구간

전력과 가스, 열(난방) 요금은 모두 총괄원가제에 근거해 결정되는 만큼 연료비가 하락할 때는 원칙적으로 요금도 동반해서 조정되어야 한다. 그러나 2021~2023년 연동제가 제대로 적용되지 않아 한국전력은 3년 누적 43조원의 적자를 기록했고, 사채 발행과 차입금으로 손실에 대응해 2025년 2분기 기준 차입금은 135조원에 달하고 있다. 이에 연간 순이자비용만 4조원을 상회하고 있다. 한국가스공사는 미수금 반영으로 대규모 영업적자가 발생하진 않았지만, 2020년 말 24조원이었던 차입금 규모가 2025년 2분기 34조원까지 급증하는 등 상황은 크게 다르지 않다.

그나마 2023년 이후 연료비 하락에도 산업용 전력비와 민수용 가스요금을 몇 차례 인상하며 한국전력은 영업이익 흑자전환했고, 가스공사는 차입금을 조금씩 줄여가고 있다. 그럼에도 양사 차입금 규모는 여전히 2021년 이전 대비 50% 이상 더 많고, 이에 따른 이자부담도 높아 추가적인 재무구조 개선이 절실하다. 특히 한국가스공사는 아직 민수용 미수금이 14조원에 달하고 있어 이를 회수하기 위해서는 가스요금 인상이 수반되어야만 한다.

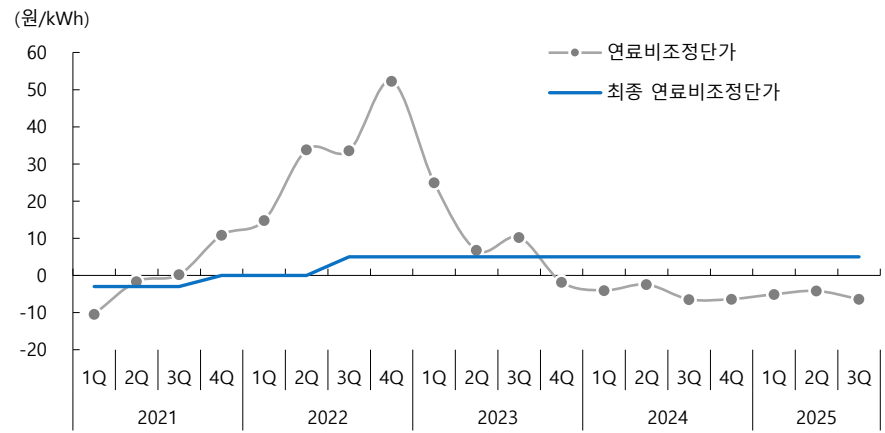
이익체력 개선을 위해 당분간은 요금 동결로 마진 확대 시도

이처럼 지난 3년간의 재무손실을 정상화하기 위해서는 요금이 인상되어야 하나, 내수 부진과 물가 부담으로 산자부와 기재부가 이를 용인하긴 쉽지 않다. 오히려 연료비 하락에도 요금을 동반 조정하지 않고 동결함으로써 이들이 이익체력을 개선시킬 수 있도록 시간을 벌어주는 것이 좀 더 합리적인 선택일 수 있다.

실제로 한국전력은 2023년 4분기 이후 연료비 하락으로 -5원의 연료비 조정단가 산출되고 있음에도 기재부는 이를 적용하지 않고 기존과 동일한 +5원을 그대로 유지하고 있다. 이에 정산단가가 큰 변동이 없음에도 별도 기준 평가 역할을 하는 판매단가는 소폭 상승하면서 오히려 스프레드는 개선되고 있는 모습이다. 이처럼 2021~2023년 비정상적인 연료비 반영으로 훼손된 유틸리티 업체들의 이익 체력 및 재무구조 정상화를 위해 당분간은 연료비 하락에도 불구하고, 요금이 동반해 하향 조정될 가능성은 낮다는 판단이다.

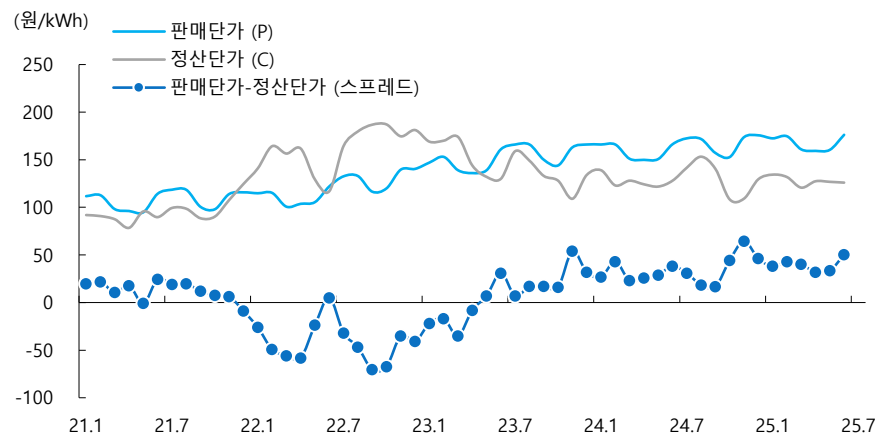
2025~2026년 연료비 추가 약세 속에 조정단가가 유지되지만 하더라도 한국전력 입장에서는 실질적으로 요금인상 효과를 누리며 사실상 마진 확대 기회를 확보할 수 있다. 한국가스공사도 민수용 요금은 유지되는데, LNG 도입 가격이 하락하면 스프레드가 확대되는 구조는 동일하다. 물론, 판매단가는 최종 판매한 전력량으로 나눈 값이고 정산단가는 발전자회사와 민자발전사로부터 구매한 양을 기준으로 하기 때문에 두 값이 정확히 매칭되지는 않지만, 그래도 평가와 비용의 차이라는 스프레드 개념으로는 접근해볼 수 있다.

그림113. 한국전력 연료비조정단가와 실제 적용된 최종 연료비조정단가 추이



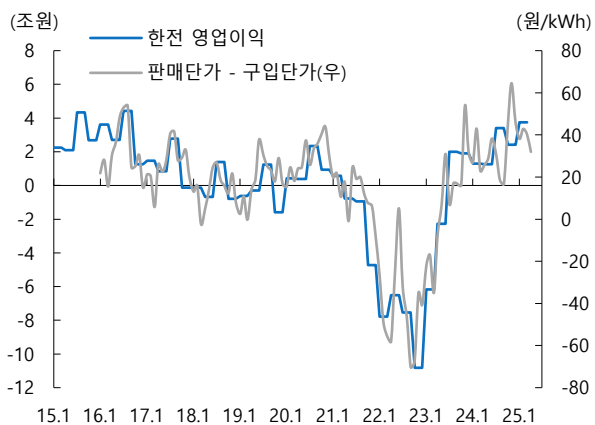
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림114. 한국전력 판매단가와 정산단가 추이



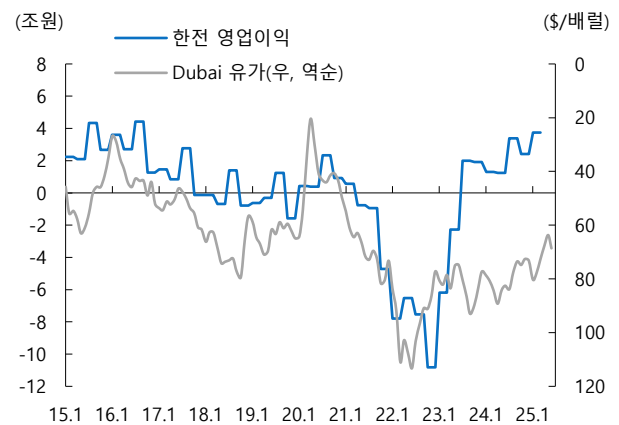
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림115. 한전 영업이익과 전력 판매마진(판매단가-구입단가) 추이



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림116. 한전 영업이익과 Dubai 유가 추이



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그러나 현 정부의 주요 정책 실현을 위해서는 결국 전력요금 인상 불가피

아직까진 신정부 집권 초기인 만큼 내수 성장과 물가부담 완화를 위해 당분간은 요금 동결기조를 유지할 가능성이 높다. 그러나 현 정부에서 힘 쏟고 있는 정책의 원활한 추진을 위해서는 전기요금 인상이 불가피하다. 시간의 문제일 뿐, 현 정부 집권 초중반 정도에 진입하면서 요금 인상은 결국 단행될 것으로 전망한다.

현 정부에서 강조하고 있는 주요 부문 중 하나는 AI 산업 육성 및 이와 연동된 재생에너지 활용이다. 정부 차원의 정책적 추진이 없더라도 데이터센터 확대로 인한 전력수요 증가는 미국 등 다른 국가 뿐만 아니라 한국도 결국에는 직면하게 될 문제이다. 그러나 한국은 발전을 제외한 송배전 및 전력판매 부문이 전적으로 독점화되어 있고, 지역별로 전력 공급불균형이 커서 송배전 설비에 대한 대규모 투자가 요구된다는 점에서 다른 국가들과는 처한 상황이 조금 다르다.

특히 송배전을 독점하고 있는 한국전력은 이미 송배전망에만 연간 9~10조원의 투자비를 집행하고 있는데 정부 국정운영 5개년 계획에 포함된 ‘에너지 고속도로’ 건설을 위해서는 CAPEX 추가 집행이 불가피하다. 수도권과 호남을 잇는 서해안 에너지 고속도로에만 최소 11조원이 필요할 것으로 추정된다. 그러나 한국전력의 순차입금은 현재 130조원을 상회하고, 이자비용도 연간 4조원을 넘어서고 있는 만큼 요금 인상을 통한 재무구조 개선이 이뤄져야 대규모 투자가 동반될 수 있다. 물론, 연료비 약세에도 요금을 동결함으로써 이익체력을 개선시킬 수는 있겠지만, 그것만으로는 충분치 않다. 에너지 시장의 대격변, 그리고 이와 맞물린 전력시장 변화 속에서 현 정부의 정책이 제대로 추진되려면 전력요금 인상은 피할 수 없다.

12차 전기본에서는 데이터센터 관련 전력수요 상향 가능성 농후

현 정부에서는 ‘AI 100조 시대’를 주요 키워드 중 하나로 삼고, 관련 산업 육성에 힘쓰려는 모습이다. 정치적으로 한국이 다소 혼란한 시기였던 2025년 2월 발표된 11차 전기본에는 2038년까지 데이터센터로 인한 국내 전력수요 4.4GW 증가를 전망하는 수치가 반영되어 있다. 12차 전기본은 2027년 상반기 발표될 예정인데, 이 때는 현 정부의 AI 산업 육성을 위한 계획안이 한창 활발하게 추진되고 있을 시점이다. 따라서 12차 전기본에서는 데이터센터 운영으로 인한 전력수요 증가분이 추가 상향될 수밖에 없고, 이는 국내 전체적인 발전원 용량과 송배전 설비에 대한 규모 역시 현재 전망치 대비 상향 조정이 불가피함을 의미한다.

표18. 11차 전기본 기준 국내 전력수요 전망

연도	모형수요	첨단산업	데이터센터	전기화	합계
2025	104.6	0.9	0.5	0.1	106.0
2030	112.3	2.0	2.3	1.4	118.1
2036	124.5	2.2	3.9	7.7	138.2
2038	128.9	1.4	4.4	11.0	145.6

자료: 산업통상자원부, iM증권 리서치본부, 주: 첨단산업, 전기화 수요는 모형전망(추세) 대비 증분

정부 목표 1. 재생에너지로 데이터센터 수요에 대응

한편, 정부는 상대적으로 잉여 전력이 많은 비수도권으로 데이터센터 건설을 유도해 국내 전력 수급밸런스를 개선시키는 것을 목표로 하고 있으나, 아직까지 대부분 업체들은 클러스터 효과를 누리기 위해서라도 수도권을 조금 더 선호하는 모습이다. 데이터센터의 수도권 밀집현상이 지속될 경우, 앞으로는 비수도권에서 더 많은 전력이 수도권으로 보내질 수도 있다는 의미가 된다. 이는 송배전망 구축 필요성을 또 한번 강조하는 요인으로 볼 수 있다.

국내 신성장 동력으로 AI 산업에 주목하고 있는 정부 계획과 관련해 주목해야 할 부분은 여기에 수반되는 전력 수요를 재생에너지로 대응하겠다는 것이다. 그러나 365일 24시간 내내 대용량의 전력을 소모하는 데이터센터 운영 특성상, 안정적인 발전원이 절대적으로 필요하다. 물론, 태양광과 풍력으로 발전하면서 저장장치도 함께 활용해 간헐성을 매꿀 수는 있겠지만, 전력저장은 몇 시간에서 길어야 통상 7일 미만에 그친다. 배터리 수와 사이즈를 늘려 전력 저장용량을 확대하는 것도 가능하긴 하나, 한국은 유희부지가 여유롭지 않은 만큼 미국과 중국처럼 대규모 ESS 단지를 조성하는 것이 경제성 측면에서 그리 매력적이지는 않다.

그럼에도 어쨌든 정부는 2023년 기준 30GW 내외였던 재생에너지 설비 용량을 2030년 78GW, 2038년 122GW 수준으로 늘린다는 11차 전기본 목표를 그대로 유지하고 있다. 정부의 목표대로 그리드 내 재생에너지 발전 비중이 확대될수록 특정 시간에 발전량이 집중될 뿐 아니라 인버터 기반 직류 전원이 늘어나게 된다. 이는 전력수급 예측을 점점 더 어렵게 하면서 전력망 불안정을 확대시킬 수밖에 없는데, 이를 해소하기 위해서는 송전망 추가 확보가 절대적으로 필요하다.

표19. 11차 전기본 기준 국내 연도별 전원구성 전망 (연말 정격용량 기준, GW)

연도	구분	원전	석탄	LNG	재생에너지	신에너지	양수	기타	미정 (무탄소/유보)	계
2023 (실적)	용량	24.7	39.2	43.2	30.0	1.4	4.7	1.3	-	144.4
	비중	17.1	27.1	29.9	20.8	1.0	3.3	0.9	-	100.0
2025	용량	26.1	40.8	47.3	39.0	1.8	4.7	1.2	-	160.8
	비중	16.2	25.4	29.4	24.3	1.1	2.9	0.7	-	100.0
2030	용량	28.9	31.7	58.8	78.0	2.9	5.2	0.7	-	206.1
	비중	14.0	15.4	28.5	37.8	1.4	2.5	0.3	-	100.0
2035	용량	32.4	28.1	64.7	107.8	3.6	7.9	0.7	2.2	247.4
	비중	13.1	11.4	26.2	43.6	1.5	3.2	0.3	0.9	100.0
2038	용량	35.2	22.2	69.2	121.9	4.0	10.4	0.7	4.6	268.1
	비중	13.1	8.3	25.8	45.5	1.5	3.9	0.2	1.7	100.0

자료: 산업통상자원부, iM증권 리서치본부

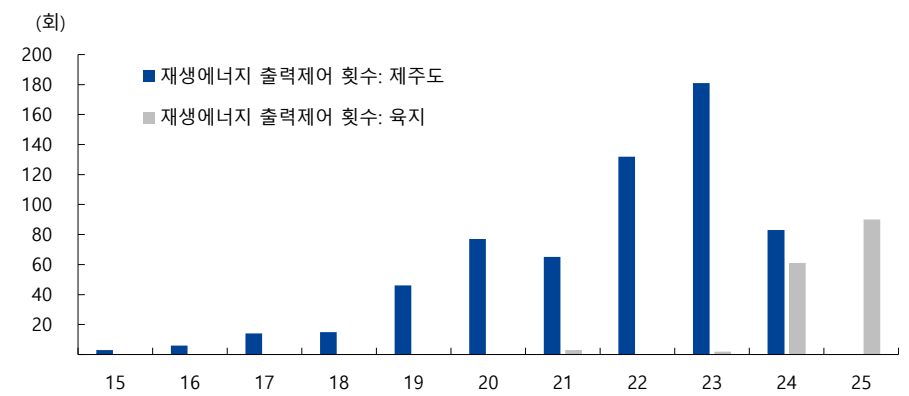
주: 원전에 SMR 포함, 석탄에 암모니아 혼소 포함, LNG에는 수소 혼/전소 포함

계통관리변전소 지역은 2032년 이후에나 재생에너지 신규 유입 가능

제주도는 재생에너지 설비가 약 40% 달해 태양광과 풍력의 출력제어가 빈번하게 일어나는 대표적인 지역이다. 2024년 6월 실시간 전력시장 도입과 재생에너지도 입찰에 참여하도록 하면서 2025년 들어서는 출력제어가 발생하고 있지 않지만, 2023년에는 최대 180회까지 달하기도 했다. 반면, 아직 실시간 전력시장과 입찰 제도가 도입되지 않았으나 재생에너지 설비가 집중되어 있는 호남지역 중심으로 육지에서는 출력제어 횟수가 매년 급증하고 있다. 실시간 전력시장과 재생에너지 입찰 제도는 연료비가 없는 재생에너지를 전력가격 결정에 참여시킴으로써 기존 대비 전반적인 SMP 하락 효과를 창출할 수 있다. 다만, 운영 방식을 시장화하며 효율성을 높인 것일 뿐, 절대적인 송전망 부족 현상이 해결된 것은 아니다.

지난 2024년 8월 한국전력은 호남지역과 동해안, 제주 일부 등 총 205개소의 변전소를 계통관리변전소로 지정하면서 신규 재생에너지 설비 송전망 접속 가능 시기를 2032년 1월 이후로 제한하였다. 해당 지역에서는 2031년까지 재생에너지 신규 설비가 사실상 차단되는 것인데 이는 현 정부가 추진하는 재생에너지 확대 움직임과 상충되는 것이다. 신규 재생에너지 프로젝트가 유입될 수 있도록 향후 산업통상자원부에서 제한시기를 앞당기는 등 정책 변경을 추진할 수도 있겠지만, 계통관리변전소 지정의 본질적 원인은 전력망 포화인 만큼 이 이슈가 근본적으로 해소되지 않는 이상 신규 발전소 유입은 무용지물이 될 수밖에 없다.

그림117. 제주도 및 육지 재생에너지 출력제어 횟수



자료: 전력거래소, iM증권 리서치본부

표20. 주요 지역별 출력제어 최소화를 위한 계통관리변전소

지역 (해당 변전소 수)	전압 (개수)	접속가능 시기	시행 시기
광주/전남지역 (103개)	345kV (11개), 154kV (92개)	2032년 1월 이후	2024년 8월 31일 이후 시행
전북지역 (61개)	345kV (8개), 154kV (53개)	2032년 1월 이후	
동해안 (25개)	강원 (19개), 765kV (1개), 345kV (4개), 154kV (14개)	2026년 7월 이후	기적용
경북 (6개)	345kV (1개), 154kV (5개)		
제주 (16개)	154kV (16개)	발전허가 잠정 보류	기적용
합계	총 205개소	-	-

자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

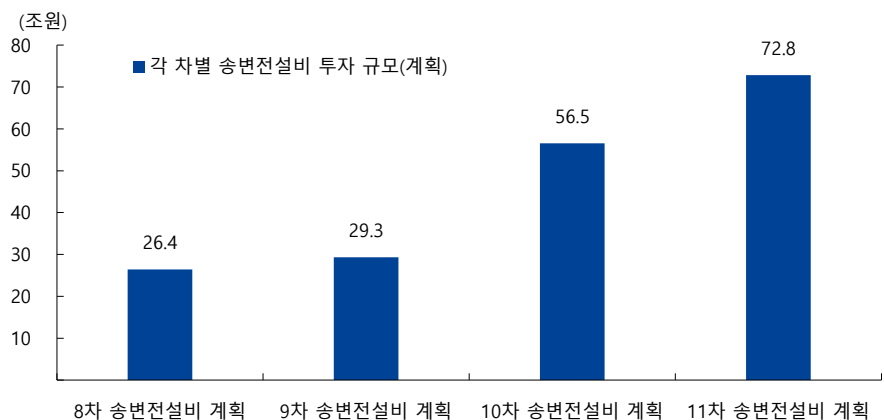
정부 목표 2. 서해안 중심의 '에너지 고속도로' 건설

현 정부는 대선 당시 공약으로 '에너지 고속도로' 건설을 제시한 바 있는데, 지난 8월 국정운영 5개년 계획안에서 관련 내용을 보다 구체적으로 담아 발표하였다. 주요 내용은 2030년까지 서해안 에너지 고속도로 건설을 완료해 남서해안 해상 풍력에서 발전된 20GW 규모 전기를 주요 산업지대로 송전하고, 2040년까지는 서해안부터 남해안, 동해안, 제주까지 한반도 전 지역을 연결하는 U자형 에너지 고속도로를 구축하겠다는 것이다. 참고로 다시 강조하면, 여기서 핵심은 태양광과 풍력 등 재생에너지를 통해 생산된 전기이다.

먼저, 서해안 에너지 고속도로 건설에는 수도권-호남을 연결하는 HVDC와 함께 장거리 송전선로 건설이 이뤄져야 하고, 그 외 계통안정화 설비와 망 혼잡 제어용 ESS 확보 등을 위한 대규모 투자가 수반되어야 한다. 이에 2025년 5월 한국전력은 11차 송변전설비 계획에서 서해안 HVDC 건설을 포함해 2038년까지 투자비를 총 72.8조원으로 설정했는데, 이는 10차 송변전설비 계획에서 산정했던 56.5조원 대비 16.3조원(+28.9%) 더 증액된 규모이다.

여기서 주목할 부분은 10차 송변전설비 계획에 이미 서해안 HVDC 건설 계획이 포함되어 있었고, 11차 송변전설비 계획은 현 정부가 집권하기 전인 5월 27일에 수립되었다는 점이다. 총 8GW 규모의 서해안 HVDC 건설에만 최소 11조원이 필요한 것으로 추정되는데, 일부 언론에서는 현 정부 들어 새롭게 추진하고 있는 U자형 고속도로까지 감안해 그 투자비를 약 50~100조원까지도 언급하고 있다. 비용이 얼마나 필요한지는 아직 구체적으로 파악되지 않으나, 분명한 것은 현 정부에서 추진 중인 정책들을 고려하면 2027년 발표될 12차 송변전설비에서는 투자비가 10~11차 대비 더 확대될 수밖에 없다는 점이다. 결국 송전망 사업을 민영화하지 않는 이상 이를 독점하고 있는 한국전력이 투자를 전적으로 담당해야만 하고, 한국전력의 재원 확보를 위해서는 요금 인상이 피할 수 없는 선택지이다.

그림118. 각 차별 송변전설비 투자규모 계획 추이



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림119. 이재명 정부에서 추진하고 있는 AI 및 에너지 고속도로 건설 정책

새로운 미래성장 고속도로



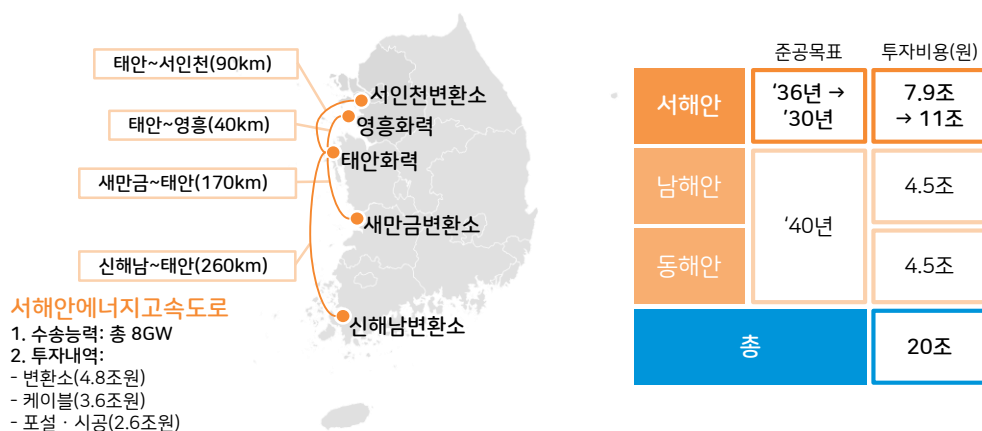
자료: 국정기획위원회, iM증권 리서치본부

표21. 이재명 신정부 에너지고속도로 구축 정책

에너지고속도로로 경제성장 대동맥 구축	'30년대 서해안, '40년대 한반도 에너지 고속도로 완성 AI를 활용한 전력 시장과 시스템 혁신 ESS 등 기후테크 산업 육성으로 신성장동력 창출과 수출산업화
재생에너지 중심 에너지 대전환	해상풍력 단지 및 전용항만 조성 영농형 · 수상 · 산단 등 태양광 입지 확대 RE100산단으로 지역 균형성장 지원 햇빛바람연금확대 및 에너지자립마을 조성
탄소중립을 위한 경제구조 개혁	산업부문 탄소중립 전략 · 수단 전면 개편 탄소무역장벽 대응 기업의 탄소배출량 산정 · 감축 원스톱 서비스 등 해외 탄소규제 대응 강화 제로에너지 건축물 · 그린 리모델링 확대

자료: 국정기획위원회, iM증권 리서치본부

그림1. 서해 초고압직류송전(HVDC) 사업 개요 및 에너지고속도로 해안별 투자비용 현황



자료: 산업통상자원부, 한국전력, 더불어민주당, iM증권 리서치본부

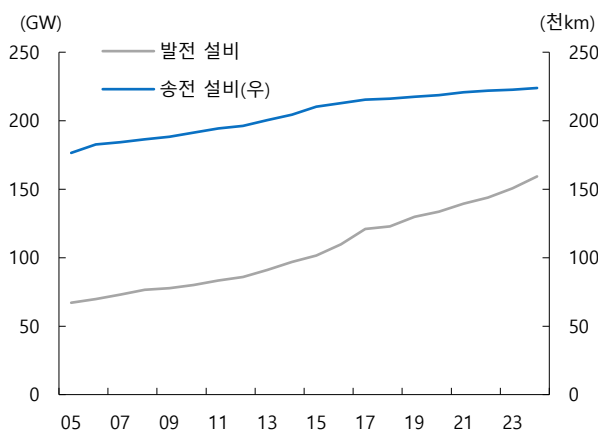
이런 와중에 국내 전력망은 이미 포화 상태

정부의 이 같은 목표 달성을 위해서는 대규모 전력망이 갖추어져야 하는데, 이미 국내 전력망은 완전 포화상태이다. 2024년 발전설비 용량은 159.3GW로 2004년 64.5GW 대비 147% 증가했으나, 같은 기간 송전설비 용량은 17.5만km에서 22.3만km로 27% 증가하는데 그쳤다. 지난 20년간 발전설비 연평균 성장률이 4.6% 수준이었던 반면, 송전설비는 1.2% 내외였던 것이다. 이는 전력수요 증가 및 민자 발전업체들 진입에 대한 규제 완화로 신규 발전소는 꾸준히 건설되었던 반면, 송전설비는 인근 지역 주민들의 반발과 한국전력 재정부담 등으로 투자가 제한적으로 이뤄진 영향이다.

발전소와 송전설비 사이에 누적된 투자 속도차로 전력망이 포화상태에 이르면서 최근 신규 발전소들이 완공됐음에도 정상적으로 가동되지 않는 경우가 빈번하다. 출력제어는 특히 동해안 지역에서 두드러지고 있는데, 이는 2021년 이후 원전과 석탄 등 대용량 발전소들이 대거 유입되었음에도 송전선로 투자는 거의 이뤄지지 않았던 것이 주요한 이유이다. 가령, 동해안은 원전과 석탄발전 용량만 9.5GW에 달하고 있음에도 2022~2024년 강릉안인화력 1,2호기(석탄/총 2.1GW), 신한울 1,2호기(원전/총 2.8GW), 삼척블루파워 1,2호기(석탄/총 2.1GW) 등이 신규로 유입되며 2024년 말 기저발전원 기준 설비 용량은 16.5GW에 달하고 있다.

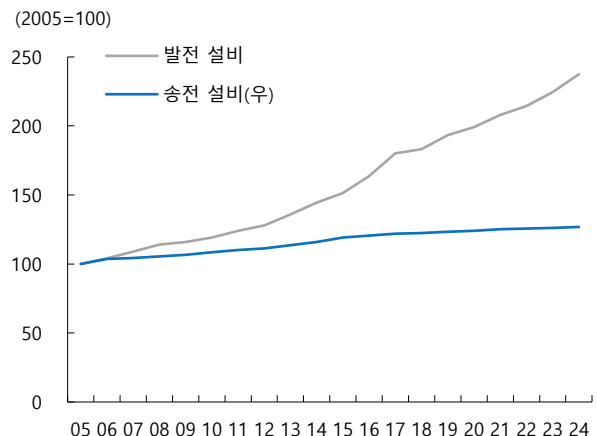
반면, 동해안에서 수도권으로 연결되는 주요 송전설비는 총 3개로 용량은 22GW 규모에 그친다. 안전성 등의 이슈로 통상 송전용량의 40~50% 내외만 운영되는 점을 감안하면 실질적인 송전가능 용량은 대략 11GW 남짓에 그친다. 동해안의 기저발전원 용량 16.5GW 대비 송전용량이 약 5.5W 부족한 만큼 일부 발전소는 출력제어가 계속해서 이뤄질 수밖에 없는 구조인 셈이다.

그림120. 2005년 이후 국내 발전/송전설비 용량 추이



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림121. 2005년 기준 국내 발전/송전설비 용량 변화 비교



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

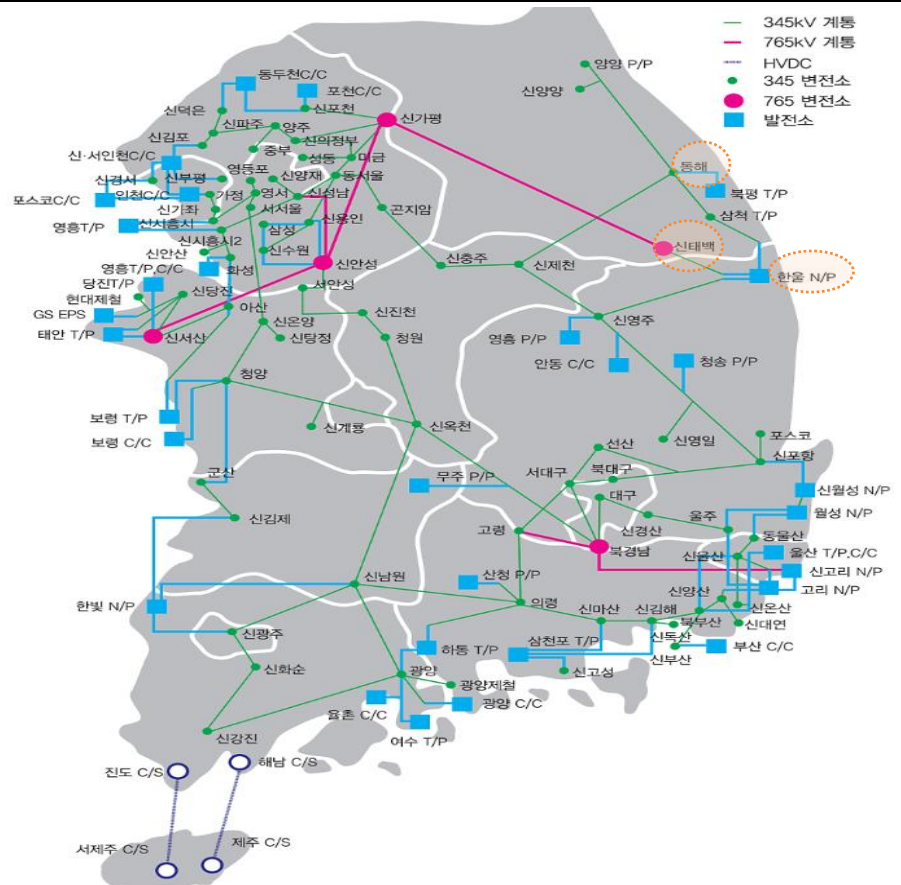
표22. 동해안 발전용량 및 수도권으로의 송전용량 비교

동해안 지역 기저발전원 설비				동해안-수도권 송전설비		
발전원	발전소명	준공시기	발전용량(MW)	송전선로명 (표준전압)	송전용량(MW)	송전 가능량(MW)
원자력 발전	한울 #1~6	1998~2005년	5,900	신태백-신가평 (765kV)	13,852	6,926
	신한울 #1	2022년	1,400	동해-신제천 (345kV)	4,128	2,064
	신한울 #2	2024년	1,400	한울-신영주 (345kV)	4,128	2,064
석탄 발전	동해 #1	1998년	200			
	동해 #2	1999년	200			
	삼척 그린파워 #1	2016년	1,022			
	삼척 그린파워 #2	2017년	1,022			
	북평 #1	2017년	595			
	북평 #2	2017년	595			
	강릉안인 #1	2022년	1,040			
	강릉안인 #2	2023년	1,040			
	삼척블루파워 #1	2024년	1,050			
	삼척블루파워 #2	2024년	1,050			
총 발전용량			16,514	총 송전용량/ 송전 가능량	22,108	11,054
발전용량과 송전용량 차이로 인한 송전제약(발전용량 - 송전 가능량) 총 합계 (MW)					5,460	

자료: 각 사, iM증권 리서치본부

주: 발전설비는 기저발전원인 석탄/원전만 포함하고, LNG/양수/재생에너지 등은 모두 제외한 수치임. 송전가능량은 송전용량의 50% 운영 가정

그림122. 동해안-수도권 주요 송전선로 현황



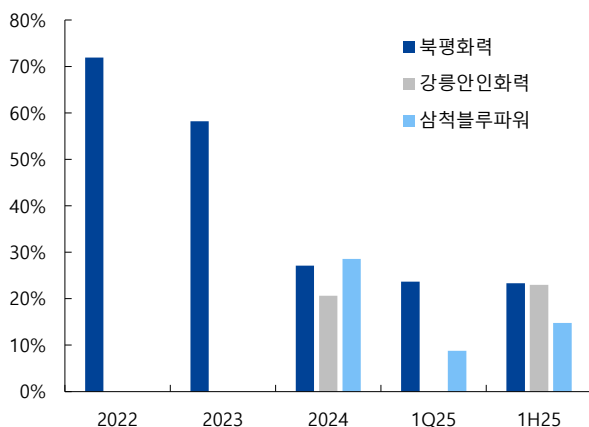
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

이미 정상가동이 불가한 동해안 지역 발전소

강릉안인발전소와 신한울 1호기 등의 상업운전이 시작된 후 2023년 기준 동해안 발전제약량은 10,804GWh로 2019년 1,537GWh 대비 약 7배 더 증가한 것으로 파악된다. 2024~2025년 수치는 정확히 파악되지 않지만, 송전설비 유입이 없었던 와중에 신한울 2호기와 삼척블루파워 1,2호기가 추가 완공되었음을 고려하면 발전제약량은 분명 더 확대되었을 것으로 추정된다.

이처럼 현재 동해안에는 전력망 포화 이슈로 정상적으로 가동되지 못하는 신규 발전소들이 다수 있는데, 여기서 더 우려되는 부분은 2032~2033년에 총 2.8GW 규모의 신한울 3, 4호기 설비가 새로 유입된다는 것이다. 특히 원전은 부하추종 운전이 어려운 경직성 전원이기 때문에 모든 발전소 중 가장 우선적으로 가동한 이후 송전망 용량에 맞춰 주변 석탄발전소의 가동을 조절해야만 한다. 이는 향후 동해안 지역 석탄발전소들에 대한 발전제어가 훨씬 더 빈번하게 이뤄질 수밖에 없음을 시사한다. 재생에너지든, 원전이든 어떤 형태라도 신규 발전원이 유입되기 위해서는 기존의 발전소들부터 제 역할을 할 수 있는 여건이 만들어져야 하는데, 이는 결국 송전망 투자 확대가 수반되어야 한다는 결론으로 또 다시 귀결된다.

그림123. 동해안 주요 석탄발전소 가동률



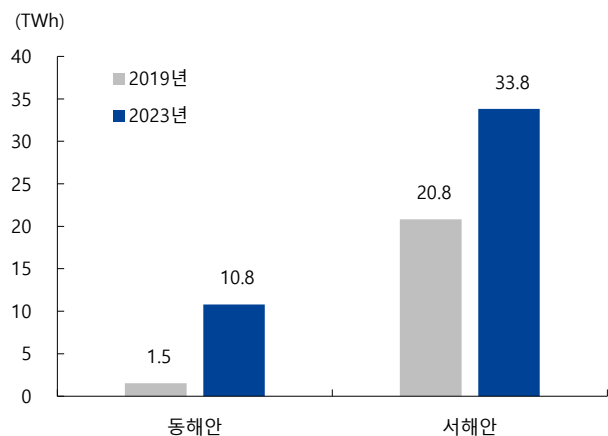
자료: Dart, iM증권 리서치본부

주1: 북평화력발전소는 2017년부터 가동 시작

주2: 강릉안인화력발전소는 #1 2022년, #2 2023년 가동 시작,

주3: 삼척블루파워는 #1 2024년, #2 2025년 가동 시작

그림124. 2019년 vs 2023년 동해안과 서해안 발전제약량



자료: 이연주 더불어민주당 의원, iM증권 리서치본부

3. 전력구입비 감소 효과 창출할 수 있는 LMP (feat. 한국전력)

현재 국내 전력시장 도매가격은 발전원의 변동비만 고려해 수도권과 비수도권에 모두 동일한 요금제가 적용되고 있다. 소매가격도 지역 상관없이 산업용, 주거용 등 용도에 따라서만 요금이 구분되고 있다. 이와 같은 단일가격 체계는 지역별 전력 수급밸런스 뿐만 아니라 송배전과 관련된 비용을 전혀 반영하지 못한다는 점에서 가장 큰 문제가 된다. 이에 2010년대 초반부터 전력 수급편차로 인한 비효율성을 줄이기 위한 의도로 지역별 차등요금제(Locational Marginal Pricing, LMP) 도입 검토 및 관련 논의가 꾸준히 이뤄져왔다.

지난 2024년 6월 <분산에너지 활성화 특별법> 제정으로 송배전 비용을 고려하여 지역별 요금제 차등 적용이 가능해졌다. 당초 산업통상자원부는 2025년 상반기에 도매부문을 시작으로 2026년 소매부문까지 순차적으로 지역 차등요금제 시행을 계획했으나, 2025년 9월 현재 도매시장에서도 적용되지는 않고 있다.

단순히 송배전 비용의 전가를 넘어, 산업단지와 데이터센터 등 대규모 전력 소비자들의 지방 이전을 통한 전력시장 수급밸런스를 이끌기 위해서는 도매 뿐 아니라 소매부문에도 차등요금제가 적용되어야만 한다. 여전히 도소매시장 동시 적용 여부와 권역 구분 등에 대한 세부사항이 확정되지는 않았으나, 그나마 전력자급률 반영과 지역 세분화 논의까지는 진전된 상황이다. 또한 최근 정부는 2026년부터 도소매시장에 지역별 차등요금제를 동시 적용하는 쪽으로 운영개척 개정하고, 바로 시범운영에 돌입하는 것을 검토 중인 것으로 파악된다.

무엇보다 정책 실행을 뒷받침할 법적 근거가 이미 확립되었고, 이재명 대통령도 대선 당시 국토균형발전을 위해 지역별 전기요금 차등화의 필요성을 공식적으로 밝힌 바 있다. 정부에서도 지역별 차등요금제 논의를 활발하게 이어가고 있는 만큼 정확한 시점과 세부방식의 문제일 뿐, 곧 실행 가능성은 매우 높다.

그림125. 지역별 차등요금제 개념



자료: 산업통상자원부, IM증권 리서치본부

수도권(서울/경기) 전력 소비량 비중 35% vs 발전량 비중 16%

수도권을 서울과 경기로만 구분했을 때 2023년 수도권에서 생산된 전력은 국내 총 생산량의 16% 내외인데, 이들의 소비 전력은 35%에 달해 자급률은 절반에도 못 미친다. 그나마 소비 대비 발전량이 더 많은 인천까지 포함하더라도 자급률은 65%에 그친다. 반면, 발전소가 집중된 경북과 전남은 자급률이 200%를 훌쩍 넘어서고 있는데, 현재 17개 행정구역 중에 전력자급률이 100% 넘어서는 지역은 경북과 전남 등을 비롯해 충남, 강원 등 비수도권 7곳에 불과하다.

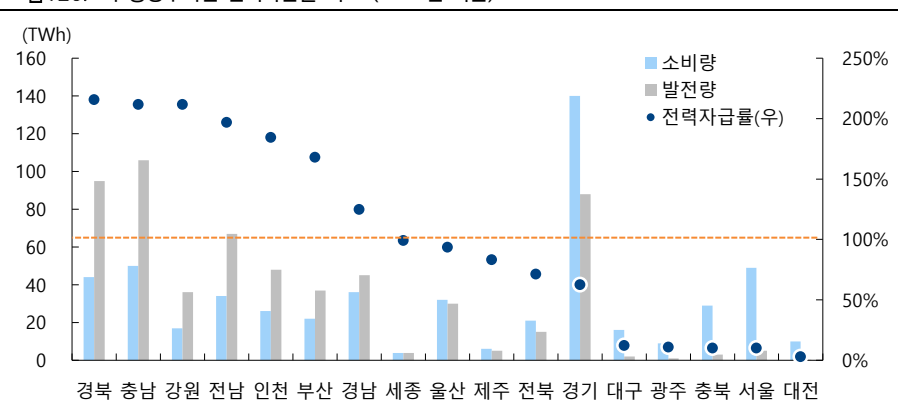
LMP 제도가 실행되면 전력 자급률이 높은 지역들의 전력요금은 낮아지는 반면, 서울과 경기처럼 자급률이 낮은 곳에서는 전력요금이 현재 대비 인상될 가능성이 크다. 단순히 수급밸런스 뿐만 아니라 비수도권에서 수도권으로의 송배전 비용도 함께 고려되어야 하기 때문에 수도권 전력요금 상승은 불가피하다.

표23. 각 행정구역별 전력소비 및 발전량 (2023년 기준)

구분	지역명	전력 소비량(TWh)	발전량(TWh)	전력자급률	지역별 소비량 비중	지역별 발전량 비중
전력 소비량 > 발전량	경기	140	88	63%	26%	15%
	서울	49	5	10%	9%	1%
	울산	32	30	94%	6%	5%
	충북	29	3	10%	5%	1%
	전북	21	15	71%	4%	3%
	대구	16	2	13%	3%	0%
	대전	10	0	3%	2%	0%
	광주	9	1	11%	2%	0%
	제주	6	5	83%	1%	1%
	세종	4	4	99%	1%	1%
전력 소비량 < 발전량	충남	50	106	212%	9%	18%
	경북	44	95	216%	8%	16%
	경남	36	45	125%	7%	8%
	전남	34	67	197%	6%	11%
	인천	26	48	185%	5%	8%
	부산	22	37	168%	4%	6%
	강원	17	36	212%	3%	6%

자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림126. 각 행정구역별 전력자급률 비교 (2023년 기준)



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

LMP 도입으로 수도권 SMP/전력비 ↑, 비수도권 SMP/전력비 ↓

국내 전력산업은 발전을 제외한 송배전 및 판매가 한국전력 독점적으로 이뤄지고 있기 때문에 한국전력은 6개 발전자회사와 민자발전사들이 생산한 전력을 모두 구매해야 한다. 이 때 한국전력과 발전자회사 사이의 수익불균형을 메꾸기 위해 발전자회사들이 석탄과 원전으로 생산한 전력에 대해서만 정산조정계수를 적용할 뿐, 그 외 수도권과 비수도권 등 발전지역 차이에 대한 차이는 없다.

그러나 지역별 전력자급률과 송배전 비용 등을 고려한 LMP 제도가 시행되면, 한국전력이 발전사에게 지급하는 SMP 가격과 최종 소비자들에게 판매하는 전력 판매단가 각각에 변화가 생긴다. 전자는 도매시장에서 한국전력 비용 변화요인이 되고, 후자는 소매시장에서 한국전력 판매가격 변화요인이 된다.

당초에는 제도적 혼란과 일부 지역에서의 전력요금 인상 거부감 등을 최소화하기 위해 도매시장 우선 도입을 계획했으나, 최근 도소매 동시 적용이 검토되고 있다. 무엇보다 송배전 비용의 전가를 넘어 현 정부에서 궁극적으로 추진하고자 하는 산업단지와 데이터센터 등 대규모 전력 수요처의 지방 이전을 통한 지역별 균형 개발을 위해서는 시간의 문제일 뿐, 소매부문에서도 결국 적용될 수밖에 없다.

LMP 제도의 실행 방안은 아직 구체적으로 정해진 바가 없으나, 그 추진 배경은 수도권에 집중되어 있는 전력수요 분산과 송배전 등에 소요되는 원가를 적정하게 반영하려는 취지에 근거한다. 이를 고려했을 때 도매시장에서는 수도권에 위치한 발전소에 현재보다 더 높은 SMP를, 비수도권 발전소에는 더 낮은 SMP로 전력을 구매하게 된다. 소매시장에서는 발전량은 많은 반면, 소비량이 적은 비수도권의 전력 판매단가를 낮춰 주고 수도권에서는 이를 인상하는 방법이 가장 유력하다.

표24. LMP 제도 도입 방식과 기대 효과

구분		요금	기대 효과
공급	수도권	인상(↑)	수도권으로 발전기 건설 유도
	비수도권	인하(↓)	
수요	수도권	인상(↑)	비수도권으로 수요 이전 유도
	비수도권	인하(↓)	

자료: iM증권 리서치본부

LMP 시행으로 인한 한국전력 수익 영향 점검

이에 근거해 도소매시장에서 수도권과 비수도권 지역 SMP 및 전력 판매단가가 동시에 각각 10원씩 변동된다고 가정할 경우, 한국전력의 연결 기준 손익 효과는 연간 대략 1.3조원 내외로 추정된다. 여기서 수도권에는 서울과 경기만 포함하고, 그 외 지역은 모두 비수도권으로 일괄 구분하는 이중지역 체제를 가정하였다.

전력 소비량 대비 발전량이 현저하게 적은 수도권(서울/경기)에서 생산된 전력은 SMP +10원 인상, 그 외 비수도권 SMP는 -10원 인하 및 2023년 기준 발전량 비중을 고려했을 때 한국전력의 SMP 총 변동 효과는 -6.8원이다. 그러나 한전의 구매 전력 중 정산조정계수가 적용되는 발전자회사의 원전 및 석탄 발전 비중을 함께 고려했을 때 그 효과는 -5.3원/kWh으로 좀 더 축소된다. 소매시장에서는 전력자급률이 낮고 발전소가 밀집된 지역에서 멀리 떨어져 있는 수도권 전력요금을 동일하게 +10원, 비수도권은 -10원으로 가정하고 전력소비 비중까지 감안했을 때 한전의 수익 감소 효과는 -3.0원/kWh 내외에 달한다.

한국전력의 연간 판매 및 구매 전력량인 550TWh를 고려하면 도매시장에서 한전 비용 감소는 -2.9조원, 소매시장에서의 수익 감소는 -1.6조원으로 추정돼 연간 기준 영업이익에는 약 1.3조원의 비용 감소(=수익 증가) 효과를 기대할 수 있다. 물론, 도소매 요금의 차등적용과 지역 구분 등에 따라 손익 효과는 달라질 수밖에 없는데, 만약 도매시장에만 차등요금제가 먼저 실행될 경우 한국전력에는 전력 구매단가 인하 효과만 집중되면서 비용 감소 및 이익체력 개선의 여건으로 활용할 수 있다.

표25. 도매시장(SMP) 및 소매시장(전력단가) LMP 도입에 따른 한국전력 수익 변동 시나리오

		수도권	비수도권	산정 참고사항
[도매시장] 한국전력의 SMP 수도권 +10원, 비수도권 -10원 변동 가정	발전량 비중	16%	84%	(A): 23년 기준 수도권/비수도권 발전 비중
	SMP 변동	+10원	-10원	(B)
	한전 SMP 변동 효과	1.6	-8.4	(C) = (수도권 (A) x (B)) + (비수도권 (A) x (B))
	수도권+비수도권 합산 효과		-6.8	(D) = 수도권 C + 비수도권 C
	(1)발전자회사	전력구입량 발전자회사 비중	65%	(a)
		SMP 조정계수 (가정)	0.6	(b)
		원전/석탄발전 비중 고려	84%	(c) = (C) x (a) x (b) x 84%
		그 외 발전 비중 고려	16%	(d) = (C) x (a) x (b) x 16%
	실제 발전자회사 SMP 변동 효과		-2.9	(e) = (c) + (d)
	(2)민자발전사	전력구입량 민자발전사 비중	35%	(a')
		실제 민자발전사 SMP 변동	-2.4	(b') = (C) x (a')
	최종 SMP 변동 효과 (원/kWh)	-5.3		(E) = (e) + (b')
	전력 구매량 (TWh)	550		(F)
	도매시장에서 한전 비용 감소 효과 (십억원)	-2,923.2		(G) = (E) x (F)
[소매시장] 한국전력의 전력 판매단가 수도권 +10원, 비수도권 -10원 변동 가정	소비량 비중	35%	65%	(A'): 23년 기준 수도권/비수도권 전력 소비량 비중
	전력요금 변동	+10원	-10원	(B')
	한전 전력판매 수익 변동	3.5	-6.5	(C') = (수도권 (A') x (B')) + (비수도권 (A') x (B'))
	최종 전력요금 변동 효과 (원/kWh)	-3.0		(D') = 수도권 C' + 비수도권 C'
	전력 판매량 (TWh)	550		(E')
	소매시장에서 한전 수익 감소 효과 (십억원)	-1,650.0		(F') = (D') x (E')
도소매시장 총 수익 변동 효과 (십억원)		1,273.2		(G) + (F'): 도매시장 비용 감소 + 소매시장 수익 감소

자료: iM증권 리서치본부, 주: 서울/경기만 수도권으로 가정했고, 도매시장에서 PPA는 제외한 후 전력 판매량과 구매량 동일하게 가정

4. 천연가스 개별요금제 적용 (feat. 지역난방공사)

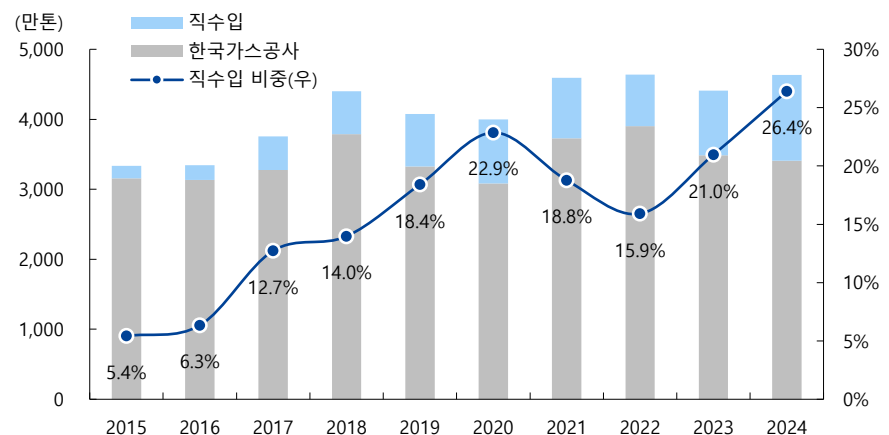
한국가스공사 개별요금제 도입으로 일부 발전사 발전단가 인하 효과

한국가스공사는 해외에서 천연가스를 구매 및 액화해 국내에 독점 공급하고 있다. 그 외 SK E&S, 포스코에너지 등 민자발전사들은 자가 발전소에 투입하기 위한 천연가스만 일부 도입할 수 있는데, 2024년 기준 이들의 수입 비중이 26% 달하고 있다. 그러나 현행 도시가스사업법에 근거하면 자가소비용 직수입자가 수입한 천연가스는 국내 제3자 처분이 불가능하다. 따라서 자가소비 저장탱크 등 직도입 인프라를 갖추고 있지 않은 발전업체들은 한국가스공사로부터 발전용 천연가스를 전량 구매할 수밖에 없다.

대표적으로 국내 지역난방의 50% 가량을 공급하는 한국지역난방공사와 도시가스 업체들이 한국가스공사로부터 천연가스를 구매하고 있다. 이들은 한국가스공사의 총괄원가를 보상하는 방식으로 산정된 공급비용과 천연가스 구입에 소요된 비용 원료비를 지불한다. 이 때 총 도입계약 가격을 평균해서 모든 발전기에 부과하는 평균요금제가 적용되어 왔고, 민수용과 달리 발전용은 변동폭과 무관하게 매월 원료비가 조정되는 만큼 원료비 부담 노출도가 높은 편이었다. 또한 천연가스를 독점 공급하는 공기업 한국가스공사에게 가장 주요한 요소는 저렴한 가격보다는, 안정적으로 물량을 확보하는 것이다. 따라서 이 모든 계약을 평균해서 원료비에 반영하면 전체적으로 발전사들의 천연가스 구매 가격은 높아질 수밖에 없다.

반면, 민자발전사들은 한국가스공사 대비 구매물량이 훨씬 작긴 하나 상대적으로 더 유연하게 계약을 체결할 수 있다. 이에 직도입 확대가 증가하며 국내 LNG 도입량 중 2015년 5% 내외에 그쳤던 직도입 비중이 2024년에는 26%까지 대폭 확대되었는데, 이는 한국가스공사의 점유율이 그만큼 낮아졌음을 의미한다. 특히 LNG 가격이 급등할 때는 직도입을 축소하고 한국가스공사에서 물량을 공급받아 가스공사의 평균 도입가격 인상을 초래하는 체리피킹 현상도 빈번해졌다.

그림127. 국내 LNG 시장 직도입 비중 추이



자료: 한국무역협회, iM증권 리서치본부

지역난방공사, 개별요금제 도입의 대표 수혜자

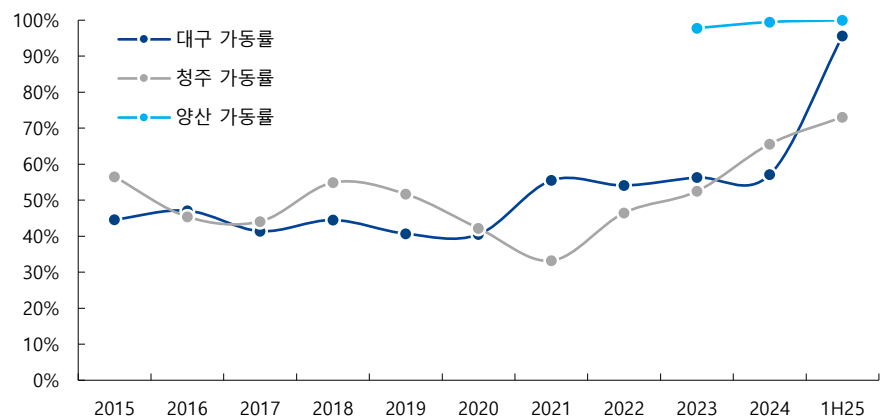
이에 2020년 한국가스공사는 천연가스 개별요금제를 도입했는데, 특정 천연가스 도입 조건과 연계하여 이를 바탕으로 발전소별로 천연가스 공급계약을 체결하는 방식이다. 발전 및 열병합용 100MW 이상 천연가스 발전소에만 적용되며, 기존 공급계약이 종료된 이후에 평균요금제와 개별요금제 중 선택할 수 있다. 단, 아직 계약 만기가 도래하지 않은 발전기는 기존의 평균요금제를 그대로 적용받는다.

2021년 내포그린에너지, CNG울촌전력 등이 처음으로 개별요금제 계약을 체결한 이후 2022년 1월 GS EPS 당진1호기 발전소를 시작으로 실제 공급이 시작되었다. 지역난방공사도 기존 유류발전소를 폐지하고 LNG 설비로 개체해서 상업가동을 새로 시작한 양산, 대구, 청주 열병합발전소에 대해서는 개별요금제로 천연가스를 공급받고 있다. 해당 계약 하에서는 기존처럼 물량은 고정적으로 확보하는 반면, 도입단가는 훨씬 더 낮아지는 효과를 누릴 수 있다. 실제로 해당 3곳의 발전소는 개체공사 완료 및 개별요금제 도입 이후 가동률이 뚜렷하게 상향되었다.

가령, 대구발전소 가동률은 2015~2024년 평균 48.2%에 그쳤으나 2024년 3분기 개체공사 완료 및 개별요금제를 도입한 후 2025년 상반기 가동률은 96% 달하고 있다. 2025년 1월부터 개별요금제 적용해 발전소 가동하기 시작한 청주발전소도 이전에는 평균 49.3% 불과하던 가동률이 2025년 상반기 73.1%까지 상향되었다.

개체공사 완료로 발전효율이 높아졌고 발전단가가 높은 유류에서 LNG로 원료가 변화된 것이 가장 주요하게 작용했음을 간과할 수 없다. 그러나 동일하게 LNG를 투입하지만 평균요금제가 적용되는 나머지 발전소들 2023~2025년 상반기 평균 가동률 84% 대비 개별요금제를 적용하는 3개 발전소가 90% 달했음을 비교하면 개별요금제 도입에 따른 급전지시 상향효과는 분명 존재했던 것으로 볼 수 있다.

그림128. 지역난방공사 개별요금제 도입 중인 발전소 가동률 추이



자료: 지역난방공사, iM증권 리서치본부

주1: 대구발전소는 2024년 9월 개체공사 완료 후 상업운전 시작

주2: 청주발전소는 2023년 4월 기력열병합 폐지 및 개체공사 시작해 2025년 1월부터 상업운전 시작

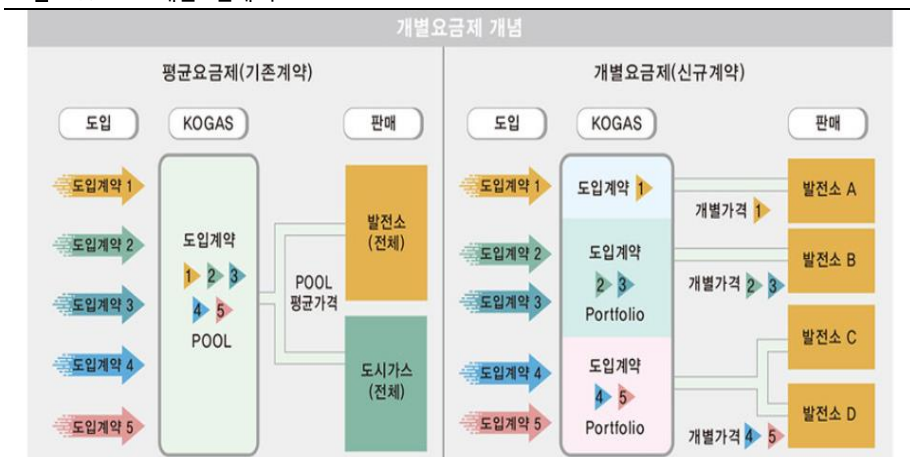
주3: 양산발전소는 2023년 8월부터 상업운전 시작

표26. 지역난방공사 중대형 열병합발전소 가동률 추이 (회색 음영은 개별요금제 도입 시기)

연도별 가동률	대 구	양 산	청 주	화 성	판 교	파 주	삼 송	광 교	동탄
2018	44.5%	40.5%	54.9%	75.8%	84.3%	81.9%	26.1%	45.6%	87.4%
2019	40.7%	28.7%	51.7%	93.6%	81.5%	77.8%	25.4%	59.0%	90.6%
2020	40.5%	38.8%	42.2%	74.8%	77.4%	75.6%	9.4%	72.0%	85.1%
2021	53.1%	46.1%	27.3%	67.4%	86.8%	82.1%	16.9%	64.5%	100.0%
2022	54.1%	63.2%	46.5%	76.5%	88.8%	82.8%	18.0%	72.0%	99.6%
2023	56.3%	97.8%	52.5%	73.7%	83.1%	75.0%	21.6%	76.5%	98.8%
2024	57.1%	99.5%	65.6%	63.5%	89.9%	74.3%	31.0%	69.7%	96.9%
2H25	95.6%	100.0%	73.1%	100.0%	99.9%	95.1%	36.0%	97.6%	100.0%

자료: Dart, iM증권 리서치본부

그림129. LNG 개별요금제 구조



자료: 한국가스공사, iM증권 리서치본부

표27. 한국가스공사 개별요금제 계약 체결 현황 (2024년 3월 기준)

구분	발전사	발전소	계약물량(고정약정)	공급개시	계약기간
판매계약 체결	GS EPS	당진복합 1호기	20만톤	2022.01	4년
	한국지역난방공사	양산열병합	6만톤	2023.04	16년
		대구열병합	17만톤	2024.04	15년
		청주열병합	17만톤	2024.04	15년
	내포그린에너지	내포열병합	33.5만톤	2023.06	15년
	CGN울촌전력	울촌복합 1호기	42만톤	2025.07	10년
	현대E&F	대산열병합	32만톤	2026.03	9년
	한주	한주열병합	15만톤	2024.04	15년
CGN서산전력	대산복합 2호기	28만톤	2027.01	10년	
소계			210.5만톤	-	-
합의서 체결	한국서부발전	공주천연가스	24만톤	2026.05	10.5년
		구미천연가스	27만톤	2025.05	11.5년
		김포열병합	24만톤	2026.07	10.5년
	한국중부발전	인천복합 2, 3호기	20만톤	2027.01	10년
	한국남동발전	분당복합 1Block	29만톤	2027.01	10년
	한국남부발전	신인천복합 1~4호기	44만톤	2027.01	10년
	내포그린에너지	내포열병합	10만톤(고정물량 증량)	2026.07	10.5년
	소계			178만톤	-
총계(11개 발전사 / 15개 발전소)			388.5만톤	-	-
*내포는 판매계약 및 합의서 체결 발전사로 1건으로 산정					

자료: 한국가스공사, iM증권 리서치본부

지역난방공사, 2027년 개별요금제 확대로 이익체력 추가 개선 여지 존재

지역난방공사 화성발전소는 2027년 6월에 평균요금제 계약이 만료돼 이후부터는 개별요금제로의 전환 가능성이 매우 높다. 특히 화성발전소는 용량이 512MW로 지역난방공사 중대형열병합 발전소 중 규모가 가장 큰 편에 속해 개별요금제 적용 이후 도입단가 하락과 그로 인한 급전순위 상승 및 발전량 증가 효과는 더욱 두드러질 수 있을 것으로 전망한다.

그 외에 2028년 말까지는 수원발전소의 개체공사를 완료하고 발전용량도 현재 39WM에서 140WM 규모로 확대 운영할 예정이다. 개체 후에는 수원발전소도 개별요금 적용대상에 부합하는 만큼 양산, 대구, 청주발전소처럼 개별요금 하에서 한국가스공사로부터 LNG 공급을 받게 된다.

2025~2026년 에너지 가격 하락에 따른 국내 LNG 도입단가 하향 안정화에 이어 2027~2028년에는 수원과 화성발전소의 개별요금제 추가 적용으로 지역난방공사 비용 부담은 또 한번 경감될 수 있다. 연료비 하락 구간에서 이론적으로 열(난방) 요금도 동반 조정되어야 하지만, 앞서 서술한 바와 같이 미수금 회수 및 재무구조 개선을 위해 현 수준에서의 동결 기조만 유지되더라도 지역난방공사는 마진 개선 효과를 누릴 수 있다.

표28. 지역난방공사 발전설비 및 적용 요금제 현황

구분	발전소	발전용량(MW)	상업운전	평균요금제 계약 종료 시기	개별요금제 관련 참고사항
중대형 열병합발전소	화성	512	2007년 12월	2027년 6월	2027년 하반기부터 개별요금제 전환 가능
	판교	146	2010년 10월	2030년 7월	
	파주	516	2011년 1월	2030년 8월	
	삼송	100	2011년 12월	-	
	광교	145	2012년 11월	2032년 5월	
	동탄	768	2017년 12월	2037년 6월	
	양산	119	2023년 8월	개별요금제 적용 중	LNG 발전소 신규 건설 및 상업운전
	대구	273	2024년 9월	개별요금제 적용 중	기력열병합(BC) 개체공사로 LNG 발전소 상업운전
	청주	270	2025년 1월	개별요금제 적용 중	기력열병합(BC) 개체공사로 LNG 발전소 상업운전
소형 열병합발전소	수원	39	1997년 12월	2028년 12월 개체공사 완료 예정	2028년 12월 LNG 설비로 개체 및 140WM 용량 확대, 개체공사 완료 후 개별요금제 전환 가능
	강남, 중앙, 광주전남	84			
기타	태양광 등	10			
소계		2,982			

자료: 지역난방공사, iM증권 리서치본부

유틸리티 공기업 이익체력 개선으로 배당 재개 & 상향

2026년까지 기재부 산하기관 배당성향 40% 유지

기획재정부는 매년 국책은행과 한국토지주택공사, 한국전력 등과 같은 총 40개의 출자기관들로부터 배당을 받고 있는데, 이는 가장 대표적인 세외수입원이다. 지난 2014년 12월 기획재정부는 정부출자기관에 대한 배당성향을 2020년까지 40%로 상향한다는 중장기 계획을 발표한 바 있다. 이에 2014년 21.3%였던 배당성향은 빠르게 높아지며 2022년 40.4% 달했는데, 당초 계획한 시기보다 다소 늦었으나 COVID 시기 겹쳤음을 감안하면 사실상 목표는 정상달성한 셈이다. 당시 정부는 40% 배당성향을 5년 연장해 2026년까지 동일하게 적용한다고 밝힌 바 있다.

정부의 40% 배당성향 권고에도 2022년 러-우 전쟁 이후 연료비 급등으로 적자 지속됐던 한국전력, 한국가스공사, 한국지역난방공사는 현실적으로 여력이 없었던 만큼 2022~2023년 배당을 전혀 하지 못했다. 2020~2021년에는 3개의 기업이 각각 돌아가면서 조금씩 배당을 하긴 했으나 기획재정부 총 배당수입에서 비중은 2020년 10.1%, 2021년 2.8% 수준에 그쳤다.

유틸리티 기업들의 배당 부재를 메꿔준 동료들, 이제는 제 역할을 해야 할 때

문제는 40개의 출자기관 중 매년 유의미한 규모의 배당을 집행할 수 있는 곳은 유틸리티 기업 외에 국책은행, 한국투자공사와 같은 금융기관과 토지주택공사 등 10~15곳에 불과하다는 것이다. 유틸리티 기업들이 배당을 하지 못한 기간 동안 기재부가 목표한 총 배당수입과 배당성향을 맞추기 위해서는 이들을 제외한 다른 출자기관이 배당을 그만큼 늘려야 한다는 의미가 된다. 실제로 에너지 공기업들 배당이 부진했던 2021~2024년에 산업은행과 기업은행, 수출입은행 등 국책은행 3곳에서 실시한 배당이 총 배당수입에서 평균 63%를 차지했고, 적게는 55%에서 많게는 72%에 달하기도 했다.

이번 정부에서는 내수경제 활성화를 위한 재정지원 확대 등의 정책 추진에 따라 세출 확대가 불가피하다. 세입은 한정되어 있는 만큼 세수결손을 메우기 위해서는 주요 세외수입원인 배당수입을 더 확대할 수밖에 없다.

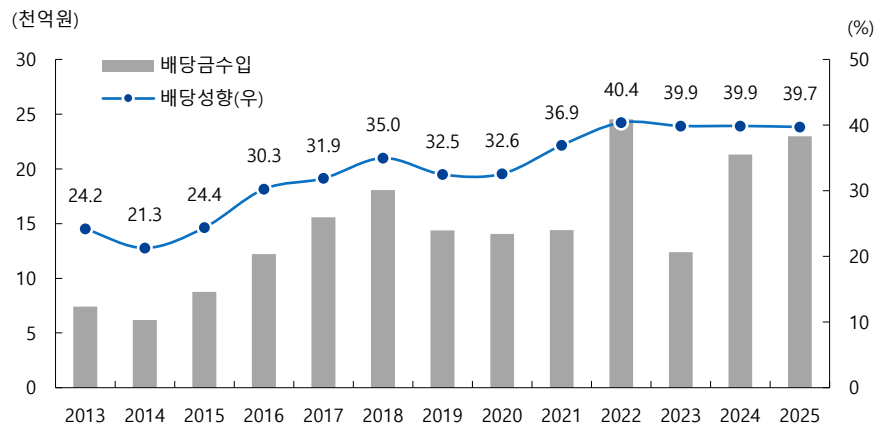
특히 유틸리티 기업들은 지난 3~4년간 적자로 배당기여도가 미미했을 뿐 아니라 그 기간 동안은 국책은행과 한국토지주택공사 등 다른 출자기관들이 배당부담을 대신 짊어졌던 만큼 이제 유틸리티 기업들에게 배당확대 압박이 본격화될 것으로 예상된다. 몇 차례의 요금 인상과 에너지 가격 하락으로 이익 체력이 확실히 이전 대비 개선되는 구간에 진입한 만큼 2025년을 기점으로 한국전력과 한국가스공사, 한국지역난방공사 등의 배당 확대를 기대해볼 수 있다는 판단이다.

표29. 기재부 주요 출자기관들 배당 추이 및 비중

회계연도	2019FY	2020FY	2021FY	2022FY	2023FY	2024FY
결산연도	2020	2021	2022	2023	2024	2025
총 배당금 (억원)	14,040	14,396	24,541	12,388	21,322	22,987
산업은행	1,120	2,096	8,331	1,647	8,781	7,587
기업은행	1,662	2,208	3,701	4,555	4,668	5,053
수출입은행	724	277	1,315	932	1,847	2,828
국책은행 3곳 배당수입 비중	25.0%	31.8%	54.4%	57.6%	71.7%	73.8%
한국전력	0	1,421	0	0	0	249
한국가스공사	92	0	659	0	0	351
한국지역난방공사	0	39	32	0	0	155
에너지 공기업 3곳 배당수입 비중	0.7%	10.1%	2.8%	0.0%	0.0%	3.3%

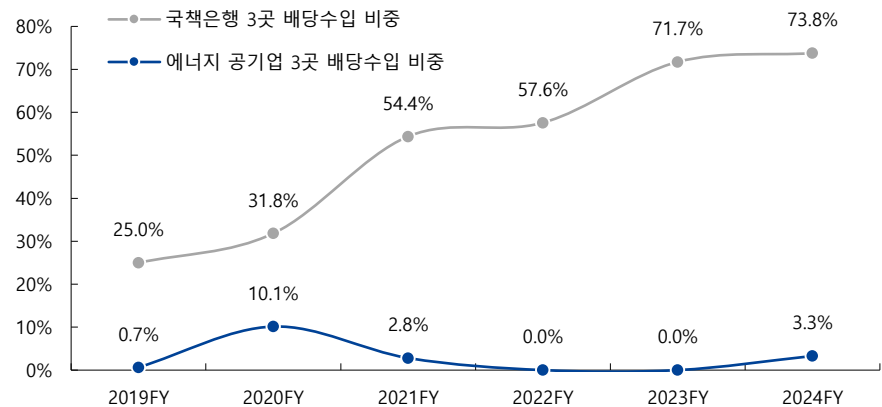
자료: 기획재정부, iM증권 리서치본부

그림130. 기재부 출자기관을 통한 배당금수입과 배당성향 추이



자료: 기획재정부, iM증권 리서치본부

그림131. 기재부 배당수입 중 국책은행 3곳 및 에너지 공기업 3곳 비중 추이



자료: 기획재정부, iM증권 리서치본부



기업분석

한국전력 (015760)

원전 기대감에 숨겨진 이익체력 개선 잠재력

지역난방공사 (071320)

짙짙한 이익 체력에 압도적인 배당 매력

SK가스 (018670)

동절기 본격 발휘될 수 있는 GPS 연료 경쟁력

Venture Global (VG-US)

CP2 터미널로 노려보는 북미 1위 LNG 수출업체

한국전력 (015760)

2025.09.17

원전 기대감에 숨겨진 이익체력 개선 잠재력

[에너지/유틸리티/화학] 전유진
2122-9193 yujinjn@imfnssec.com

목표주가 4.7만원, 투자의견 매수로 커버리지 신규 개시

동사에 대한 목표주가 47,000원과 투자의견 매수로 신규 커버리지를 개시한다. 목표주가는 25~26년 평균 BPS 78,266원에 PBR 0.59배를 적용하여 산출했는데, 과거 연료비 하락으로 이익 체력이 개선된 15~16년 동사 평균 PBR 대비 20% 할증하였다. 할증의 근거는 25~26년 기점으로 국내 원유/LNG 도입가격의 추가 하락이 예상된다는 점과 연료비 하락에도 국내 전력망 투자 자원 확보를 위해서 요금 인상 가능성이 높다는 점, 도소매시장 LMP 실행에 따른 전력구입비 하락 등 비용 하락과 판가 상승 요인이 공존한다는 점에 근거한다.

현 정부 에너지 정책 추진을 위한 필수 전제조건: 전기료 인상

전기요금은 그 생산과 공급에 투입된 모든 비용을 보전하는 총괄원가방식에 따라 산자부와 협의해 결정된다. 25~26년은 사우디 증산 기조 강화와 내수용 물량의 수출 전환, 미국 LNG 수출량 확대 등으로 유가와 LNG 가격 모두 하향 안정화가 예상되며, 원칙적으로는 전기요금도 이와 동반해서 하향 조정되어야 한다. 그러나 21~23년 연료비 인상 구간에서 연료비 연동제도가 제대로 작동하지 않아 동사는 3년 누적 기준 43조원에 달하는 적자를 기록했고, 대규모 사채와 차입금 발행을 통해 손실에 대응한 결과 현재 연간 이자비용만 4조원을 훌쩍 넘어서고 있다.

이런 와중에 현 정부는 AI 산업 육성 및 재생에너지 활용한 데이터센터 전력사용 지원, 에너지고속도로 건설 등을 추진하고 있는데 해당 정책들이 제대로 추진되기 위해서는 전력망 투자가 수반되어야만 한다. 동사는 이미 전력망에 연 8~9조원을 집행 중이고, 그 외 부문을 포함해 25년 20조, 26년 24조원의 지출을 계획하고 있다. 연료비 하락과 산업용 전기료 인상으로 24년부터 이익이 조금씩 회복되고 있긴 하나, 현 재무구조에서는 추가적인 대규모 투자를 더 감당해내기 쉽지 않다. 따라서 연료비 하락에도 불구하고, 현 정부의 에너지 정책을 추진하기 위해서는 전기요금 인상이 피할 수 없는 선택지라는 판단이다. 다만, 아직까진 집권 초반인 만큼 당분간 동결 기조가 유지된 후 내년 초 정도 요금인상 시행에 무게를 둔다.

원전 기대감에 숨겨진 이익체력 개선 잠재력에 주목

아직 세부사항이 확정되지는 않았으나 26년부터 LMP 제도가 도소매시장에 동시 적용될 것으로 예상된다. 도소매에서 수도권과 비수도권의 SMP, 전력 판매단가가 동시에 각각 10원씩 변동된다고 가정할 경우, 전력구입비 하락 효과가 좀 더 커 연결 기준 동사 손익 효과는 연간 대략 1.3조원 내외로 추정된다<표3 참고>.

연료비 하락과 LMP 시행에 따른 전력구입비 감소, 그럼에도 대규모 전력망 투자 자원 조달을 위한 전기요금 인상에 근거해 25년 영업이익 14.2조원(+68%YoY) 전망한다. 정부는 출자기관 배당성향 평균 40% 목표하고 있으나, 동사는 차입금 상환과 대규모 CAPEX 집행 부담으로 이를 충족시킬 순 없다. 다만, 이익 증가와 지난 4년간의 배당 부채를 감안하면 올해는 성향이 상향될 수 있다는 판단이며 25년 DPS 2,000원(배당성향 17%)을 예상한다. 연료비/전력구입비 하락과 요금 인상 가능성, 배당금 증가 등 원전 관련 모멘텀 외에도 투자포인트들은 충분하다. 최근 원전 기대감에 숨겨진 동사의 이익체력 개선 잠재력을 바라볼 필요가 있다.

Buy (Initiate)

목표주가(12M)	47,000원(신규)
증가(2025.09.16)	36,800원
상승여력	27.7 %

Stock Indicator

자본금	3,210십억원
발행주식수	64,196만주
시가총액	23,624십억원
외국인지분율	21.1%
52주 주가	19,560~42,000원
60일평균거래량	4,839,614주
60일평균거래대금	182.9십억원

주가수익률(%)	1M	3M	6M	12M
절대수익률	-5.3	33.6	65.4	65.4
상대수익률	-12.2	16.5	31.0	31.4

Price Trend



FY	2024	2025E	2026E	2027E
매출액(십억원)	93,399	96,130	102,838	109,890
영업이익(십억원)	8,365	14,246	18,096	20,786
순이익(십억원)	3,492	7,736	10,375	12,269
EPS(원)	5,439	12,051	16,162	19,111
BPS(원)	62,177	72,528	86,516	102,997
PER(배)	3.7	3.1	2.3	1.9
PBR(배)	0.3	0.5	0.4	0.4
ROE(%)	9.2	17.9	20.3	20.2
배당수익률(%)	1.1	5.4	6.8	8.2
EV/EBITDA(배)	6.3	5.2	4.7	4.3

주: K-IFRS 연결 요약 재무제표

표1. 한국전력 목표주가 산정: PBR Valuation

(원, 배, %)	적용 값	참고내용
적용 BPS (25~26년 평균)	78,266	2025~2026년 BPS 당사 추정치 평균
2025년 BPS	72,323	
2026년 BPS	84,208	
Target PBR	0.59	연료비 하락으로 이익체력 개선됐던 2015~2016년 평균 (0.49배) 대비 +20% 할증
적정주가(원)	46,739	BPS * Target PBR
목표주가(원)	47,000	
현재주가(원)	36,800	2025년 9월 16일 종가 기준
상승여력(%)	27.7%	

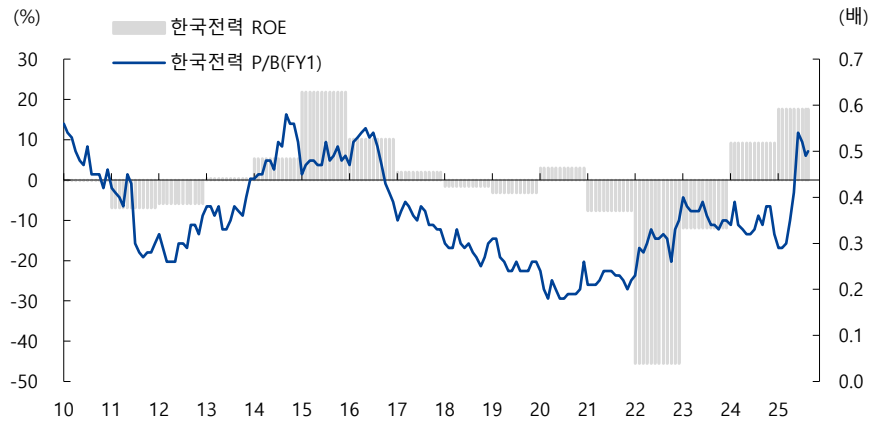
자료: iM증권 리서치본부

표2. 한국전력 실적 추이 및 전망

(십억원)	1Q24	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25F	4Q25F	2024	2025F	2026F
매출액	23,293	20,474	26,103	23,529	24,224	21,950	26,157	23,799	93,399	96,131	102,838
전기판매수익	22,165	19,541	25,022	22,162	23,211	20,947	25,014	22,463	88,890	91,635	98,068
기타매출	1,128	933	1,081	1,367	1,013	1,004	1,142	1,336	4,509	4,496	4,770
매출원가 및 판매비	21,993	19,223	22,707	21,110	20,470	19,814	20,867	20,743	85,034	81,884	84,742
연료비	6,160	4,756	6,725	4,897	5,010	4,315	4,661	4,257	22,538	18,244	16,595
구입전력비	9,203	7,970	9,646	7,841	8,757	8,601	9,369	8,463	34,660	35,180	37,632
감가상각비	2,809	2,842	2,884	2,874	2,951	2,927	3,007	3,057	11,409	11,942	12,720
수선유지비	734	771	689	754	557	732	745	796	2,948	2,831	3,110
기타 영업비용	3,087	2,885	2,763	4,744	3,195	3,240	3,084	4,169	13,479	13,688	14,685
영업이익	1,299	1,250	3,396	2,419	3,754	2,136	5,290	3,057	8,365	14,246	18,096
영업이익률	5.6%	6.1%	13.0%	10.3%	15.5%	9.7%	20.2%	12.8%	9.0%	14.8%	17.6%
환율(KRW/USD)	1,329	1,371	1,330	1,396	1,430	1,401	1,380	1,380	1,357	1,398	1,400
Dubai (\$/bbl)	81	85	82	74	77	67	70	68	81	71	66
LNG (KRW/ton)	1,157	1,032	1,071	1,049	1,046	994	962	915	1,077	979	946
전력판매량(GWh)	141,696	126,787	149,900	131,438	141,018	127,341	151,230	131,592	549,821	551,181	555,598
전력구매량(GWh)_IPP	161	156	167	167	170	165	165	171	163	168	177
전력판매단가(원/kWh)	52,541	46,870	52,707	48,546	58,671	57,365	57,117	55,356	200,664	228,509	228,478
SMP(원/kWh)	131	126	139	115	116	123	122	113	128	118	122
스프레드(원/kWh)	30	30	28	52	54	43	44	58	35	50	55

자료: iM증권 리서치본부

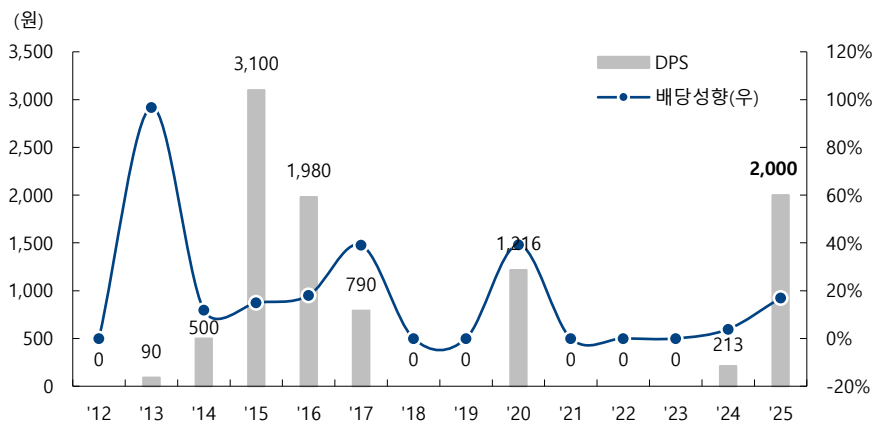
그림1. 한국전력 ROE-PBR 밸류에이션 추이



자료: iM증권 리서치본부

주: 25년 ROE는 당사 추정치 기준

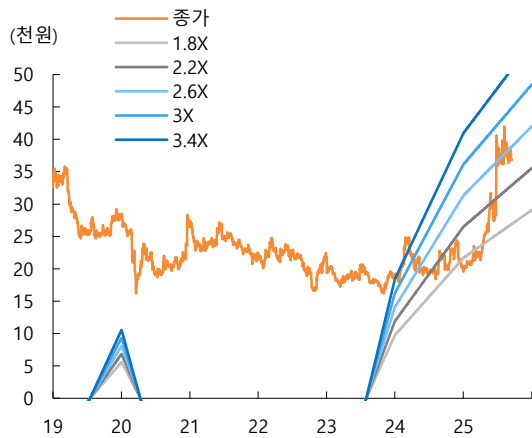
그림2. 한국전력 DPS 및 배당성향 추이



자료: iM증권 리서치본부

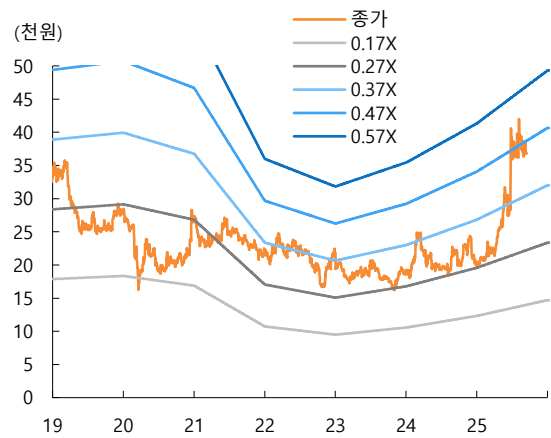
주: 25년 DPS 및 배당성향은 당사 추정치 기준

그림3. 한국전력 12M Forward PER 추이



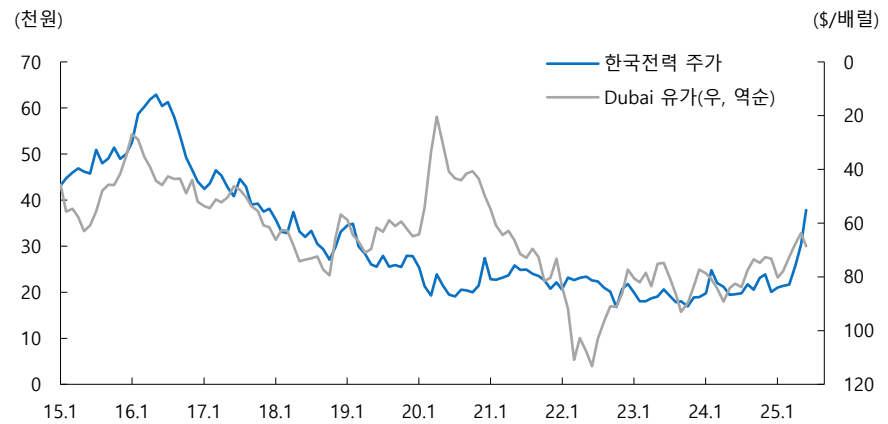
자료: iM증권 리서치본부

그림4. 한국전력 12M Forward PBR 추이



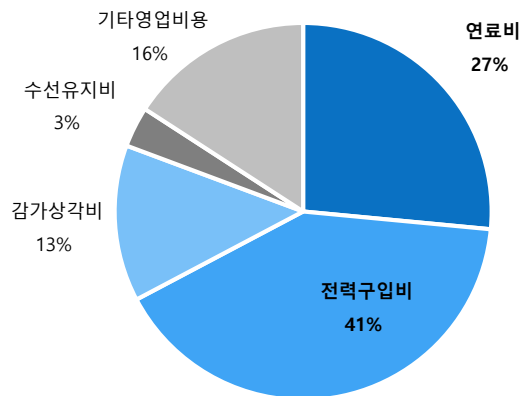
자료: iM증권 리서치본부

그림5. 한국전력 주가와 Dubai 유가 추이



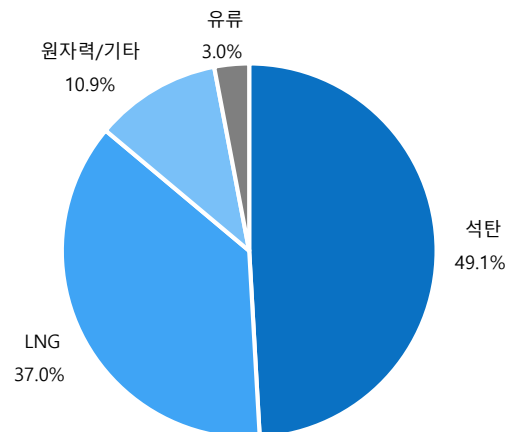
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림6. 한국전력 비용 항목별 비중 (2024년 기준)



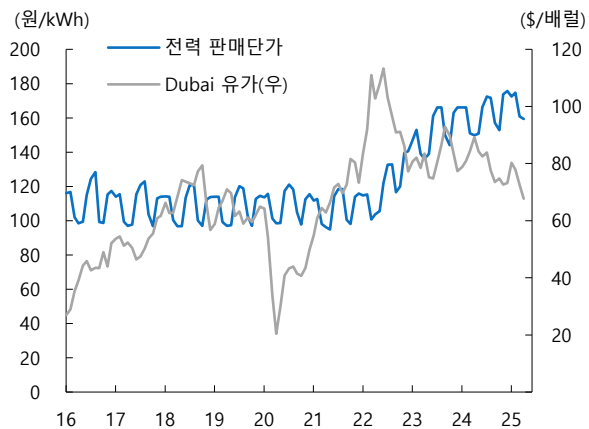
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림7. 한국전력 연료비 비중 (2024년 기준)



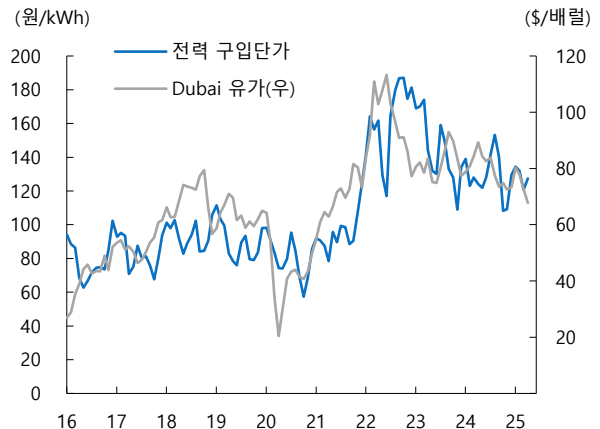
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림8. 한국전력 전력 판매단가 및 Dubai 유가 추이



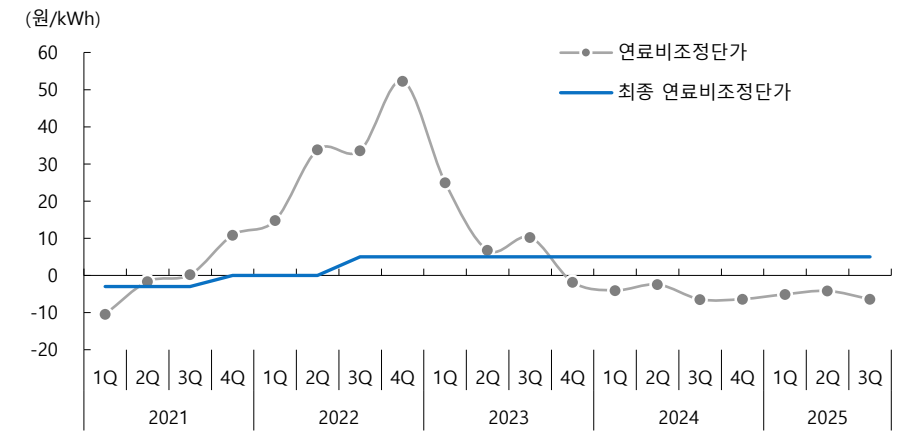
자료: 한국전력, Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림9. 한국전력 전력 구입단가 및 Dubai 유가 추이



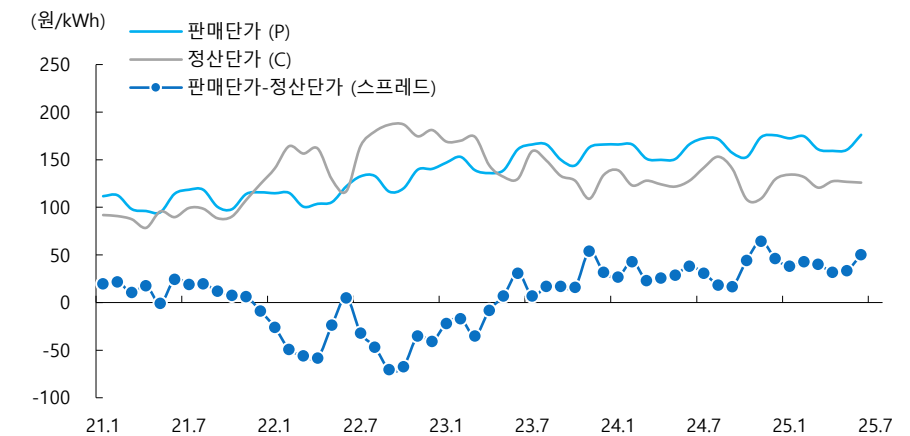
자료: 한국전력, Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림10. 한국전력 연료비조정단가와 실제 적용된 최종 연료비조정단가 추이



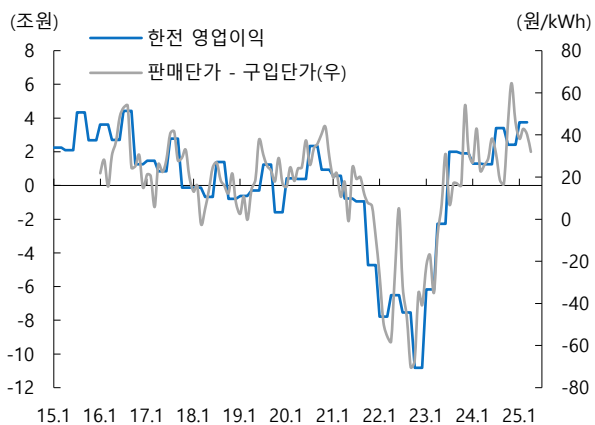
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림11. 한국전력 판매단가와 정산단가 추이



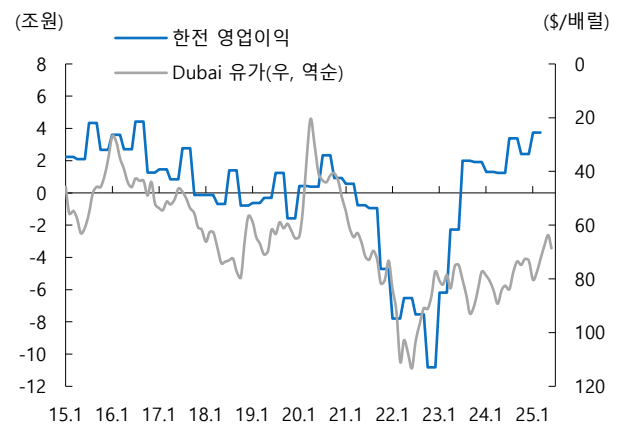
자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림12. 한전 영업이익과 전력 판매마진(판매단가-구입단가) 추이



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림13. 한전 영업이익과 Dubai 유가 추이



자료: 한국전력, iM증권 리서치본부

그림14. 지역별 차등요금제 개념



자료: 산업통상자원부, iM증권 리서치본부

표3. 도매시장 (SMP) 및 소매시장(전력단가) LMP 도입에 따른 한국전력 수익 변동 시나리오

		수도권	비수도권	산정 참고사항
[도매시장] 한국전력의 SMP 수도권 +10원, 비수도권 -10원 변동 가정	발전량 비중	16%	84%	(A): 23년 기준 수도권/비수도권 발전 비중
	SMP 변동	+10원	-10원	(B)
	한전 SMP 변동 효과	1.6	-8.4	(C) = (수도권 (A) x (B)) + (비수도권 (A) x (B))
	수도권+비수도권 합산 효과		-6.8	(D) = 수도권 C + 비수도권 C
	(1)발전자회사	전력구입량 발전자회사 비중	65%	(a)
		SMP 조정계수 (가정)	0.6	(b)
		원전/석탄발전 비중 고려	84%	(c) = (C) x (a) x (b) x 84%
		그 외 발전 비중 고려	16%	(d) = (C) x (a) x (b) x 16%
	실제 발전자회사 SMP 변동 효과		-2.9	(e) = (c) + (d)
	(2)민자발전사	전력구입량 민자발전사 비중	35%	(a')
		실제 민자발전사 SMP 변동	-2.4	(b') = (C) x (a')
	최종 SMP 변동 효과 (원/kWh)		-5.3	(E) = (e) + (b')
	전력 구매량 (TWh)		550	(F)
	도매시장에서 한전 비용 감소 효과 (십억원)		-2,923.2	(G) = (E) x (F)
[소매시장] 한국전력의 전력 판매단가 수도권 +10원, 비수도권 -10원 변동 가정	소비량 비중	35%	65%	(A'): 23년 기준 수도권/비수도권 전력 소비량 비중
	전력요금 변동	+10원	-10원	(B')
	한전 전력판매 수익 변동	3.5	-6.5	(C') = (수도권 (A') x (B')) + (비수도권 (A') x (B'))
	최종 전력요금 변동 효과 (원/kWh)		-3.0	(D') = 수도권 C' + 비수도권 C'
	전력 판매량 (TWh)		550	(E')
	소매시장에서 한전 수익 감소 효과 (십억원)		-1,650.0	(F') = (D') x (E')
도소매시장 총 수익 변동 효과		1,273.2		(G) + (F'): 도매시장 비용 감소 + 소매시장 수익 감소

자료: iM증권 리서치본부, 주: 서울/경기만 수도권으로 가정했고, 도매시장에서 PPA는 제외한 후 전력 판매량과 구매량 동일하게 가정

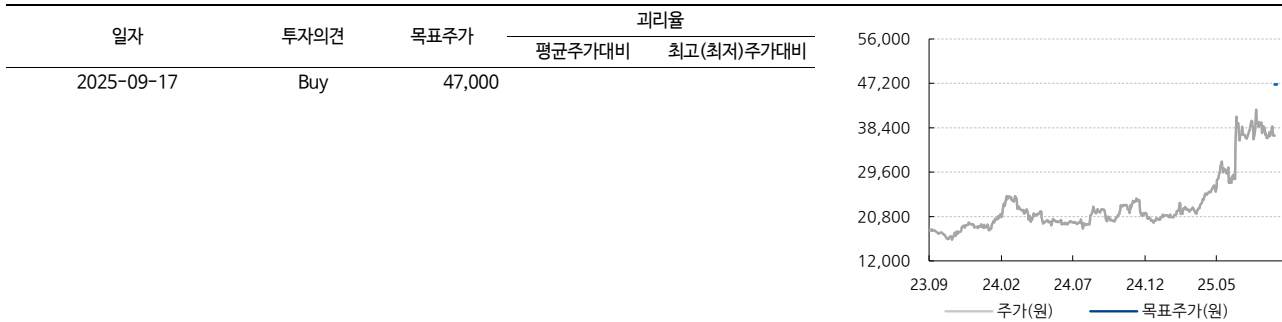
K-IFRS 연결 요약 재무제표

재무상태표					포괄손익계산서				
(십억원)	2024	2025E	2026E	2027E	(십억원, %)	2024	2025E	2026E	2027E
유동자산	29,255	35,730	40,063	42,042	매출액	93,399	96,130	102,838	109,890
현금 및 현금성자산	2,383	7,324	9,552	9,366	증가율(%)	5.9	2.9	7.0	6.9
단기금융자산	2,823	2,907	2,995	3,085	매출원가	81,964	78,979	81,773	85,906
매출채권	14,022	14,620	15,568	16,547	매출총이익	11,435	17,151	21,066	23,984
재고자산	9,769	10,556	11,559	12,586	판매비와관리비	3,070	2,905	2,970	3,198
비유동자산	217,553	221,132	229,173	237,137	연구개발비	219	-	-	-
유형자산	182,983	186,513	194,478	202,344	기타영업수익	-	-	-	-
무형자산	1,146	980	841	724	기타영업비용	-	-	-	-
자산총계	246,808	256,863	269,236	279,179	영업이익	8,365	14,246	18,096	20,786
유동부채	63,969	63,890	64,196	64,451	증가율(%)	흑전	70.3	27.0	14.9
매입채무	4,495	5,350	5,955	6,523	영업이익률(%)	9.0	14.8	17.6	18.9
단기차입금	9,123	8,623	8,123	7,623	이자수익	468	512	627	623
유동성장기부채	35,319	35,319	35,319	35,319	이자비용	4,665	4,110	4,114	4,016
비유동부채	141,476	144,676	147,376	146,026	지분법이익(손실)	-	-	-	-
사채	84,973	88,473	91,473	90,473	기타영업외손익	97	160	134	114
장기차입금	3,119	2,819	2,519	2,169	세전계속사업이익	5,257	11,560	15,499	18,349
부채총계	205,445	208,566	211,572	210,477	법인세비용	1,635	3,535	4,736	5,623
지배주주지분	39,915	46,560	55,540	66,120	세전계속이익률(%)	5.6	12.0	15.1	16.7
자본금	3,210	3,210	3,210	3,210	당기순이익	3,622	8,025	10,762	12,726
자본잉여금	2,445	2,445	2,445	2,445	순이익률(%)	3.9	8.3	10.5	11.6
이익잉여금	20,128	26,580	35,351	45,694	지배주주귀속 순이익	3,492	7,736	10,375	12,269
기타자본항목	14,133	14,325	14,535	14,772	기타포괄이익	629	193	210	237
비지배주주지분	1,448	1,736	2,123	2,581	총포괄이익	4,251	8,218	10,972	12,963
자본총계	41,363	48,297	57,664	68,701	지배주주귀속총포괄이익	-	-	-	-

현금흐름표					주요투자지표				
(십억원)	2024	2025E	2026E	2027E		2024	2025E	2026E	2027E
영업활동 현금흐름	15,876	19,130	21,949	23,412	주당지표(원)				
당기순이익	3,622	8,025	10,762	12,726	EPS	5,439	12,051	16,162	19,111
유형자산감가상각비	13,834	14,220	13,685	13,314	BPS	62,177	72,528	86,516	102,997
무형자산상각비	164	166	139	117	CFPS	27,243	34,459	37,696	40,033
지분법관련손실(이익)	-	-	-	-	DPS	213	2,000	2,500	3,000
투자활동 현금흐름	-14,093	-16,503	-20,405	-19,938	Valuation(배)				
유형자산의 처분(취득)	-13,813	-17,750	-21,650	-21,180	PER	3.7	3.1	2.3	1.9
무형자산의 처분(취득)	-91	-	-	-	PBR	0.3	0.5	0.4	0.4
금융상품의 증감	-1,785	-215	-215	-215	PCR	0.7	1.1	1.0	0.9
재무활동 현금흐름	-3,849	2,458	810	-3,561	EV/EBITDA	6.3	5.2	4.7	4.3
단기금융부채의증감	-1,536	-500	-500	-500	Key Financial Ratio(%)				
장기금융부채의증감	-2,070	3,200	2,700	-1,350	ROE	9.2	17.9	20.3	20.2
자본의증감	-	-	-	-	EBITDA이익률	23.9	29.8	31.0	31.1
배당금지급	-12	-12	-12	-12	부채비율	496.7	431.8	366.9	306.4
현금및현금성자산의증감	-1,960	4,941	2,228	-186	순부채비율	307.8	258.8	216.6	179.2
기초현금및현금성자산	4,343	2,383	7,324	9,552	매출채권회전율(x)	6.9	6.7	6.8	6.8
기말현금및현금성자산	2,383	7,324	9,552	9,366	재고자산회전율(x)	10.0	9.5	9.3	9.1

자료 : 한국전력, iM증권 리서치본부

한국전력 투자의견 및 목표주가 변동추이



Compliance notice

당 보고서 공표일 기준으로 해당 기업과 관련하여,

- 회사는 해당 종목을 1%이상 보유하고 있지 않습니다.
- 금융투자분석사와 그 배우자는 해당 기업의 주식을 보유하고 있지 않습니다.
- 당 보고서는 기관투자자 및 제 3자에게 E-mail등을 통하여 사전에 배포된 사실이 없습니다.
- 회사는 6개월간 해당 기업의 유가증권 발행과 관련 주관사로 참여하지 않았습니다.
- 당 보고서에 게재된 내용들은 본인의 의견을 정확하게 반영하고 있으며, 외부의 부당한 압력이나 간섭 없이 작성되었음을 확인합니다.

본 분석자료는 투자자의 증권투자를 돕기 위한 참고자료이며, 따라서, 본 자료에 의한 투자자의 투자결과에 대해 어떠한 목적의 증빙자료로도 사용될 수 없으며, 어떠한 경우에도 작성자 및 당사의 허가 없이 전재, 복사 또는 대여될 수 없습니다. 무단전재 등으로 인한 분쟁발생시 법적 책임이 있음을 주지하시기 바랍니다.

[투자의견]

종목추천 투자등급

종목투자의견은 향후 12개월간 추천일 증가대비 해당종목의 예상 목표수익률을 의미함.

- Buy(매수): 추천일 증가대비 +15% 이상
- Hold(보유): 추천일 증가대비 -15% ~ 15% 내외 등락
- Sell(매도): 추천일 증가대비 -15% 이상

산업추천 투자등급

시가총액기준 산업별 시장비중대비 보유비중의 변화를 추천하는 것임

- Overweight(비중확대)
- Neutral(중립)
- Underweight(비중축소)

[투자등급 비율 : 2025-06-30 기준]

매수	중립(보유)	매도
92.5%	6.8%	0.7%

지역난방공사 (071320)

2025.09.17

짙짙한 이익 체력에 압도적인 배당 매력

[에너지/유틸리티/화학] 전유진
2122-9193 yujinjn@imfnssec.com

목표주가 11만원, 투자의견 매수로 커버리지 신규 개시

동사에 대한 목표주가 11만원과 투자의견 매수로 신규 커버리지를 개시한다. 목표주가는 25~26년 평균 BPS 218,097원에 PBR 0.50배를 적용해 산출했는데, 과거 연료비 하락으로 이익 체력이 개선되었던 15~16년과 LNG 개별요금제가 본격적으로 도입되기 시작한 24~25년의 동사 평균 PBR 대비 20% 할증하였다. 할증의 근거는 25~26년 기점으로 국내 LNG 도입가격 추가 하락이 예상되는 점과 27~28년 이후 화성/수원발전소에서 개별요금제가 추가 적용됨에 따라 비용 측면의 부담이 한번 더 완화된다는 점에 근거한다.

연료비 하락과 개별요금제 적용으로 짙짙한 이익 체력

동사는 KOGAS에서 공급받은 천연가스로 열병합발전소를 가동해서 인근 지역에 전기와 열을 공급하고 있다. 전기는 SMP에 근거해 정산받고, 열은 공급에 투입된 비용을 보전하는 총괄원가제에 따라 산자부와 협의해 결정된 가격으로 정산받는 구조이다. 현실적으로 연료비 변동이 요금에 온전히 반영되긴 쉽지 않는데 동사는 미정산된 요금을 향후 미수금 형태로 회수할 수는 있지만, 그래도 P, Q 경직성이 강한 유틸리티 산업 특성상 C 하락이 이익 개선에 있어 가장 효과적이다.

25~26년은 사우디 증산 기조 강화와 내수용 물량의 수출 전환으로 유가 하락이 예상되고, LNG 도입 가격도 미국 LNG 수출량 확대에 하향 안정화가 전망되는데 이들은 동사 연료비를 낮춰줄 핵심 요인이다. 전반적인 연료비 하락 외에도 동사 개별요금제 적용에 따른 추가적인 비용 감소 효과도 기대된다. 23년 양산발전소에 처음 적용된 개별요금제는 평균요금제 대비 요금이 더 낮았는데, 25년은 대구/청주 발전소도 온기 반영돼 추가적인 원가 하락이 가능하다.

27년 하반기부터는 화성발전소에서도 개별요금제가 도입되는데, 동사 발전소 중 용량이 가장 큰 편에 속해 비용 감소 효과는 확실히 더욱 두드러질 수 있다. 이에 25년 23% 수준인 동사 개별요금제 비중은 27년 말 41%까지 대폭 확대되면서 이익 체력의 추가 레벨업을 가능하게 할 전망이다.

이익체력 정상화로 배당 매력 본격 발산

21~22년 연료비 급등 속에 총괄원가제가 정상적으로 작동하지 않으며 창사 이래 처음 적자 기록했으나, 이후 열/전기요금 인상과 연료비 하락 효과로 이익 체력은 정상궤도에 진입했다. 25년 연료비 추가 하락과 양산/대구/청주 개별요금제 효과 온기 반영에 따라 영업이익은 3,977억원(+21.3%YoY)에 달할 것으로 예상된다.

최대주주인 정부(기재부)는 26년까지 출자기관 배당성향을 평균 40%로 목표하고 있는데, 해당 레벨까지 아니더라도 사상 최대치 달하는 이익 수준과 지난 3년간 부진했던 배당지급을 감안하면 올해는 그 규모가 대폭 늘어날 것이라는 판단이다. 24년 동사 배당성향은 21%였는데, 25년 배당성향을 30%로 가정할 경우 DPS는 7,000원, 기재부 목표치인 40%로 가정할 경우 9,700원에 달한다. 현재 증가 기준 배당수익률은 각각 8.6%, 12.0% 수준에 달한다. 안정적인 이익체력 유지와 함께 이 정도 높은 배당 매력을 뽐내는 대안책을 찾기도 어렵다.

Buy (Initiate)

목표주가(12M)	110,000원(신규)
증가(2025.09.16)	81,500원
상승여력	35.0 %

Stock Indicator

자본금	58십억원
발행주식수	1,158만주
시가총액	944십억원
외국인지분율	4.7%
52주 주가	39,550~93,700원
60일평균거래량	32,596주
60일평균거래대금	2.7십억원

주가수익률(%)	1M	3M	6M	12M
절대수익률	3.4	4.2	65.7	63.7
상대수익률	-3.5	-12.8	31.2	29.7

Price Trend



FY	2024	2025E	2026E	2027E
매출액(십억원)	3,570	3,572	3,150	3,226
영업이익(십억원)	328	398	347	330
순이익(십억원)	210	276	262	315
EPS(원)	18,151	23,802	22,664	27,170
BPS(원)	195,798	211,178	223,420	237,169
PER(배)	2.3	3.4	3.6	3.0
PBR(배)	0.2	0.4	0.4	0.3
ROE(%)	9.7	11.7	10.4	11.8
배당수익률(%)	9.4	8.6	11.0	14.7
EV/EBITDA(배)	7.1	6.0	6.3	6.5

주: K-IFRS 연결 요약 재무제표

그림1. 지역난방공사 목표주가 산정: PBR Valuation

(원, 배, %)	적용 값	참고내용
적용 BPS (25~26년 평균)	217,299	2025~2026년 BPS 당사 추정치 평균
2025년 BPS	211,178	
2026년 BPS	223,420	
Target PBR	0.50	연료비 하락한 15~16년 & 개별요금제 도입된 24~25년 평균(0.42배) 대비 +20% 할증
적정주가(원)	108,997	BPS * Target PBR
목표주가(원)	110,000	
현재주가(원)	81,500	2025년 9월 16일 종가 기준
상승여력(%)	35.0%	

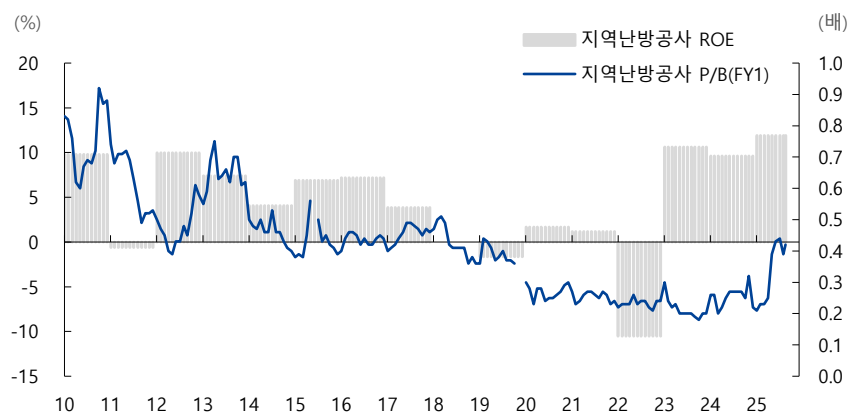
자료: iM증권 리서치본부

표1. 지역난방공사 실적 추이 및 전망

(억원)	1Q24	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25F	4Q25F	2024	2025F	2026F
매출액	13,746	5,323	5,851	10,783	15,768	6,231	4,469	9,249	35,703	35,718	31,502
열	7,196	2,042	1,349	5,250	8,416	2,517	1,550	5,889	15,836	18,372	18,943
전기	6,385	3,046	4,175	5,294	7,178	3,475	2,638	3,163	18,901	16,454	11,673
냉수	38	62	131	44	37	58	131	44	275	271	281
기타	126	173	196	195	137	181	151	153	691	621	605
영업이익	2,086	-234	289	1,139	3,238	-96	-38	873	3,279	3,977	3,468
열	1,362	-189	119	502	1,604	-328	-282	583	1,794	1,577	2,441
전기	739	-15	175	672	1,657	267	229	316	1,572	2,468	1,052
냉수	-16	-29	-6	-36	-23	-35	16	-26	-86	-68	-25
영업이익률(%)	15.2%	-4.4%	4.9%	10.6%	20.5%	-1.5%	-0.8%	9.4%	9.2%	11.1%	11.0%
열	18.9%	-9.3%	8.8%	9.6%	19.1%	-13.0%	-18.2%	9.9%	11.3%	8.6%	12.9%
전기	11.6%	-0.5%	4.2%	12.7%	23.1%	7.7%	8.7%	10.0%	8.3%	15.0%	9.0%
냉수	-41.3%	-47.0%	-4.2%	-81.4%	-60.2%	-60.1%	12.1%	-59.1%	-31.3%	-24.9%	-8.8%

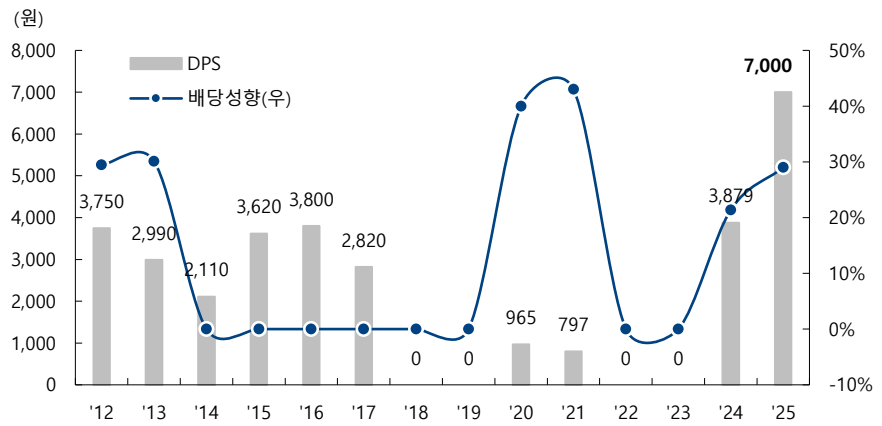
자료: iM증권 리서치본부

그림1. 지역난방공사 ROE-PBR 밸류에이션 추이



자료: iM증권 리서치본부

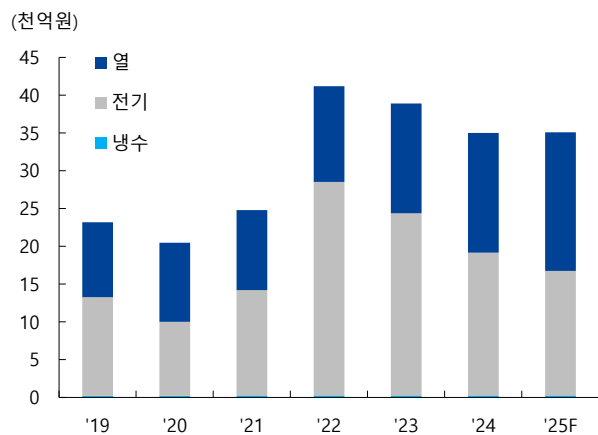
그림2. 지역난방공사 DPS 및 배당성향 추이



자료: iM증권 리서치본부

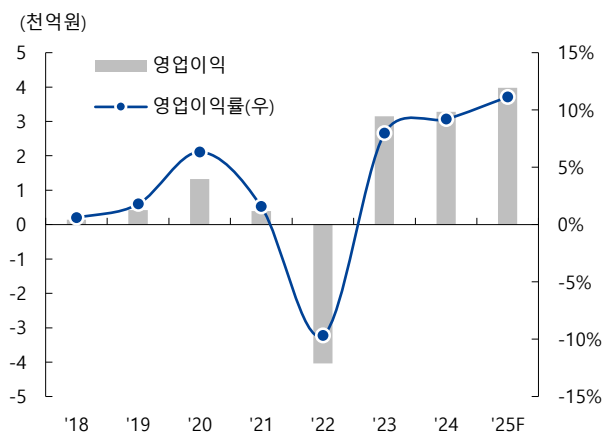
주: 25년 DPS 및 배당성향은 당사 추정치 기준

그림3. 지역난방공사 부문별 매출액 추이



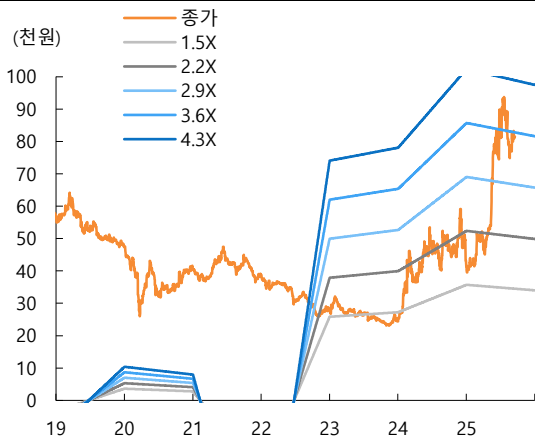
자료: 지역난방공사, iM증권 리서치본부

그림4. 지역난방공사 영업이익 및 영업이익률 추이



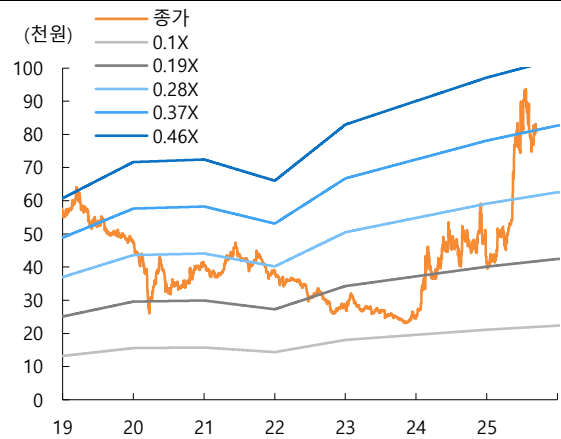
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림5. 지역난방공사 12M Forward PER 추이



자료: iM증권 리서치본부

그림6. 지역난방공사 12M Forward PBR 추이



자료: iM증권 리서치본부

표2. 지역난방공사 발전설비 및 적용 요금제 현황

구분	발전소	발전용량(MW)	상업운전	평균요금제 계약 종료 시기	개별요금제 관련 참고사항
중대형 열병합발전소	화성	512	2007년 12월	2027년 6월	2027년 하반기부터 개별요금제 전환 가능
	판교	146	2010년 10월	2030년 7월	
	파주	516	2011년 1월	2030년 8월	
	삼송	100	2011년 12월	-	
	광교	145	2012년 11월	2032년 5월	
	동탄	768	2017년 12월	2037년 6월	
	양산	119	2023년 8월	개별요금제 적용 중	LNG 발전소 신규 건설 및 상업운전
	대구	273	2024년 9월	개별요금제 적용 중	기력열병합(BC) 개체공사로 LNG 발전소 상업운전
	청주	270	2025년 1월	개별요금제 적용 중	기력열병합(BC) 개체공사로 LNG 발전소 상업운전
소형 열병합발전소	수원	39	1997년 12월	2028년 12월 개체공사 완료 예정	2028년 12월 LNG 설비로 개체 및 140WM 용량 확대, 개체공사 완료 후 개별요금제 전환 가능
	강남, 중앙, 광주전남	84			
기타	태양광 등	10			
소계		2,982			

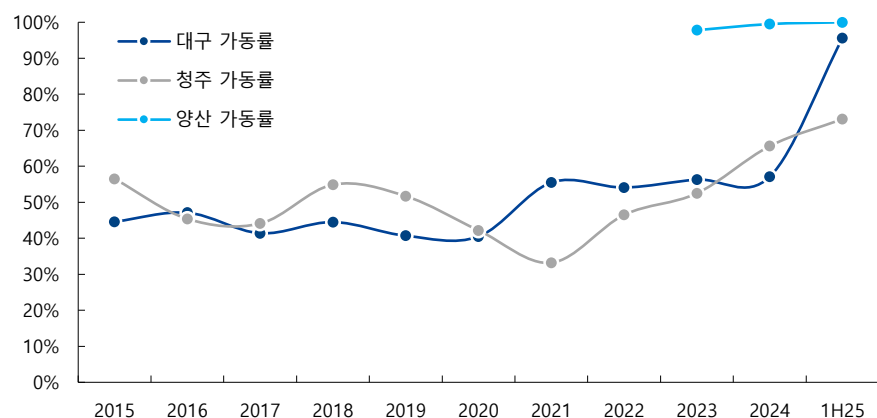
자료: 지역난방공사, iM증권 리서치본부

표3. 지역난방공사 중대형 열병합발전소 가동률 추이 (회색 음영은 개별요금제 도입 시기)

연도별 가동률	대 구	양 산	청 주	화 성	판 교	파 주	삼 송	광 교	동탄
2018	44.5%	40.5%	54.9%	75.8%	84.3%	81.9%	26.1%	45.6%	87.4%
2019	40.7%	28.7%	51.7%	93.6%	81.5%	77.8%	25.4%	59.0%	90.6%
2020	40.5%	38.8%	42.2%	74.8%	77.4%	75.6%	9.4%	72.0%	85.1%
2021	53.1%	46.1%	27.3%	67.4%	86.8%	82.1%	16.9%	64.5%	100.0%
2022	54.1%	63.2%	46.5%	76.5%	88.8%	82.8%	18.0%	72.0%	99.6%
2023	56.3%	97.8%	52.5%	73.7%	83.1%	75.0%	21.6%	76.5%	98.8%
2024	57.1%	99.5%	65.6%	63.5%	89.9%	74.3%	31.0%	69.7%	96.9%
2H25	95.6%	100.0%	73.1%	100.0%	99.9%	95.1%	36.0%	97.6%	100.0%

자료: Dart, iM증권 리서치본부

그림7. 지역난방공사 개별요금제 도입 중인 발전소 가동률 추이



자료: 지역난방공사, iM증권 리서치본부주

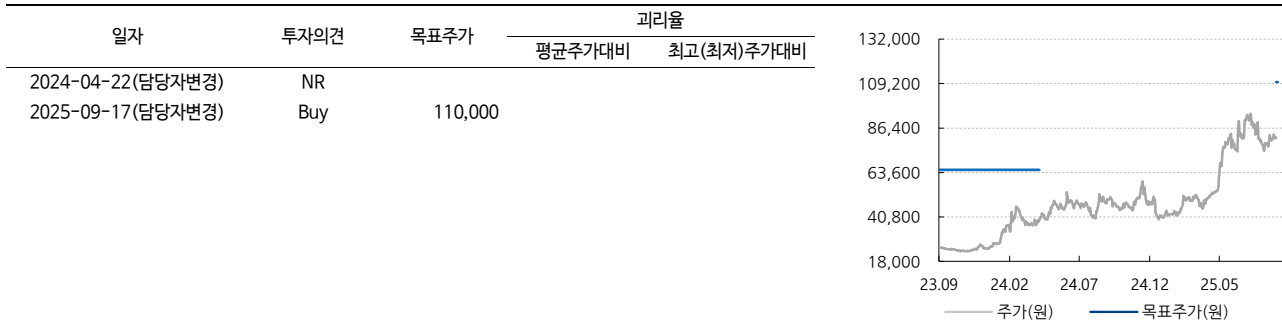
K-IFRS 연결 요약 재무제표

재무상태표					포괄손익계산서				
(십억원)	2024	2025E	2026E	2027E	(십억원, %)	2024	2025E	2026E	2027E
유동자산	1,047	1,292	1,250	1,302	매출액	3,570	3,572	3,150	3,226
현금 및 현금성자산	7	325	416	453	증가율(%)	-9.7	0.0	-11.8	2.4
단기금융자산	8	8	9	9	매출원가	3,137	3,079	2,703	2,794
매출채권	1,410	1,079	987	1,039	매출총이익	433	492	447	432
재고자산	26	51	42	42	판매비와관리비	105	95	101	102
비유동자산	7,315	7,039	7,061	7,164	연구개발비	5	-	-	-
유형자산	6,499	6,429	6,413	6,477	기타영업수익	-	-	-	-
무형자산	62	53	46	39	기타영업비용	-	-	-	-
자산총계	8,362	8,331	8,311	8,466	영업이익	328	398	347	330
유동부채	1,688	1,574	1,463	1,509	증가율(%)	4.2	21.3	-12.8	-4.8
매입채무	504	553	490	521	영업이익률(%)	9.2	11.1	11.0	10.2
단기차입금	604	514	464	479	이자수익	8	29	58	132
유동성장기부채	370	296	296	296	이자비용	98	81	79	80
비유동부채	4,406	4,311	4,261	4,211	지분법이익(손실)	-	-	-	-
사채	3,237	3,142	3,092	3,042	기타영업외손익	23	7	7	7
장기차입금	6	6	6	6	세전계속사업이익	261	354	332	389
부채총계	6,094	5,885	5,723	5,720	법인세비용	51	78	70	75
지배주주지분	2,267	2,445	2,587	2,746	세전계속이익률(%)	7.3	9.9	10.5	12.1
자본금	58	58	58	58	당기순이익	210	275	262	314
자본잉여금	114	114	114	114	순이익률(%)	5.9	7.7	8.3	9.7
이익잉여금	1,600	1,794	1,953	2,128	지배주주귀속 순이익	210	276	262	315
기타자본항목	-4	-20	-37	-53	기타포괄이익	-16	-16	-16	-16
비지배주주지분	1	1	0	0	총포괄이익	193	259	246	298
자본총계	2,268	2,446	2,587	2,746	지배주주귀속총포괄이익	-	-	-	-

현금흐름표					주요투자지표				
(십억원)	2024	2025E	2026E	2027E		2024	2025E	2026E	2027E
영업활동 현금흐름	417	698	636	610	주당지표(원)				
당기순이익	210	275	262	314	EPS	18,151	23,802	22,664	27,170
유형자산감가상각비	326	351	341	331	BPS	195,798	211,178	223,420	237,169
무형자산상각비	10	9	8	6	CFPS	47,122	54,832	52,756	56,274
지분법관련손실(이익)	-	-	-	-	DPS	3,879	7,000	9,000	12,000
투자활동 현금흐름	-624	-252	-306	-374	Valuation(배)				
유형자산의 처분(취득)	-649	-280	-325	-395	PER	2.3	3.4	3.6	3.0
무형자산의 처분(취득)	0	-	-	-	PBR	0.2	0.4	0.4	0.3
금융상품의 증감	-1	5	-3	-2	PCR	0.9	1.5	1.5	1.4
재무활동 현금흐름	200	-318	-195	-153	EV/EBITDA	7.1	6.0	6.3	6.5
단기금융부채의증감	-696	-164	-50	15	Key Financial Ratio(%)				
장기금융부채의증감	930	-95	-50	-50	ROE	9.7	11.7	10.4	11.8
자본의증감	-	-	-	-	EBITDA이익률	18.6	21.2	22.1	20.7
배당금지급	-1	-1	-1	-1	부채비율	268.7	240.6	221.2	208.3
현금및현금성자산의증감	-7	318	91	37	순부채비율	185.2	148.2	132.7	122.4
기초현금및현금성자산	14	7	325	416	매출채권회전율(x)	2.7	2.9	3.0	3.2
기말현금및현금성자산	7	325	416	453	재고자산회전율(x)	82.0	93.2	67.9	77.0

자료 : 지역난방공사, iM증권 리서치본부

지역난방공사 투자의견 및 목표주가 변동추이



Compliance notice

당 보고서 공표일 기준으로 해당 기업과 관련하여,

- 회사는 해당 종목을 1%이상 보유하고 있지 않습니다.
- 금융투자분석사와 그 배우자는 해당 기업의 주식을 보유하고 있지 않습니다.
- 당 보고서는 기관투자자 및 제 3자에게 E-mail등을 통하여 사전에 배포된 사실이 없습니다.
- 회사는 6개월간 해당 기업의 유가증권 발행과 관련 주관사로 참여하지 않았습니다.
- 당 보고서에 게재된 내용들은 본인의 의견을 정확하게 반영하고 있으며, 외부의 부당한 압력이나 간섭 없이 작성되었음을 확인합니다.

본 분석자료는 투자자의 증권투자를 돕기 위한 참고자료이며, 따라서, 본 자료에 의한 투자자의 투자결과에 대해 어떠한 목적의 증빙자료로도 사용될 수 없으며, 어떠한 경우에도 작성자 및 당사의 허가 없이 전재, 복사 또는 대여될 수 없습니다. 무단전재 등으로 인한 분쟁발생시 법적 책임이 있음을 주지하시기 바랍니다.

[투자의견]

종목추천 투자등급

종목투자의견은 향후 12개월간 추천일 증가대비 해당종목의 예상 목표수익률을 의미함.

- Buy(매수): 추천일 증가대비 +15% 이상
- Hold(보유): 추천일 증가대비 -15% ~ 15% 내외 등락
- Sell(매도): 추천일 증가대비 -15% 이상

산업추천 투자등급

시가총액기준 산업별 시장비중대비 보유비중의 변화를 추천하는 것임

- Overweight(비중확대)
- Neutral(중립)
- Underweight(비중축소)

[투자등급 비율 : 2025-06-30 기준]

매수	중립(보유)	매도
92.5%	6.8%	0.7%

SK가스 (018670)

2025.09.17

동절기 본격 발휘될 수 있는 GPS 연료 경쟁력

[에너지/유틸리티/화학] 전유진
2122-9193 yujinjn@imfnsec.com

목표주가 30만원, 매수의견 유지

동사에 대한 목표주가 30만원과 투자의견 매수를 유지한다. LPG 부문에서 안정적 이익을 향유함과 동시에 지난해 상업가동 시작한 울산GPS 이익이 온기 반영됨에 따라 25년 연간 영업이익은 4,829억원(+68.1%YoY)을 기록할 것으로 예상된다.

LPG 트레이딩에만 한정되어 있던 동사의 사업영역은 24년을 기점으로 울산GPS, KET, 북미 ESS 등으로 대폭 확장되었다. 25년 울산GPS 상업가동 효과가 온기로 반영되는 것을 시작으로 26년 상반기 KET #3탱크 준공 이후에는 저장/병커링, 27년 이후에는 북미 ESS 사업도 규모가 조금씩 확대되는 등 신사업들의 결실이 하나둘씩 실현될 전망이다. 이제는 더 이상 단순한 LPG 트레이딩 업체가 아니다.

안정적인 LPG 이익에 울산GPS도 하반기 정상가동되며 이익 기여도 상승

PDH 가동을 부진과 산업/자동차 내수 수요 정체로 LPG 트레이딩은 구조적으로 이익이 크게 늘어나기 어렵다. 아쉽지만, 이는 현재 동사가 현재 직면하고 있는 부정할 수 없는 현실이다. 이에 향후 LPG 물량 증가는 제한적이겠지만, 그럼에도 동사는 글로벌 최대 트레이딩 업체 중 하나로서 CP 급등락 구간에서 안정적인 이익 창출을 이어갈 수 있을 전망이다. 가령, 지난 25년 2분기 동절기가 종료되며 사우디 CP 급락하는 구간에서 수출량을 대폭 늘리며 1,178억원(OPM 6.6%)의 호실적을 기록했음이 동사 트레이딩 실력을 다시 한번 방증해준다.

한편, 울산GPS는 2분기 정기보수로 생산량 감소하며 전력판매 수익과 용량요금 감소하며 영업이익이 29억원에 그쳤으나, 3분기부터 발전소 가동 정상화로 입찰 및 판매량 모두 증가할 전망이다. 이에 상반기 543억원 대비 하반기 영업이익은 1,138억원으로 약 2배 가량 확대될 것으로 예상된다.

동절기에 본격적으로 발휘될 수 있는 울산GPS 연료 경쟁력

미국과 사우디의 에너지 시장 전략 변화로 유가, 아시아 LNG 도입가격의 구조적 하락세가 예상된다. 그러나 여기서 간과할 수 없는 부분은 유럽의 LNG 의존도가 높아져 동절기 계절적 요인이나 설비 트러블 등 외부요인에 따라 LNG 가격의 변동성은 점점 더 높아질 수 있다는 점이다. 이는 LPG/LNG 혼소발전소 운영하는 동사에겐 연료비 절감과 트레이딩 기회가 계속 생길 수 있다는 의미이기도 하다.

또한 현 정부에서 추진하고 있는 재생에너지 활용한 데이터센터 전력수요 대응은 역설적이게도 그 간헐성을 메꾸기 위한 첨두발전원으로서 LNG 발전소의 역할이 강조될 수밖에 없다. 동사는 24년부터 가동한 신규 발전소인데다 LPG, LNG 중에 각 시기마다 더 저렴한 에너지를 선택적으로 활용할 수 있는 만큼 상대적으로 상위의 급전순위를 지킬 수 있다. 25년 4분기 및 26년 1분기는 GPS 상업가동이 본격화된 이후 처음으로 맞이하는 동절기인데, 이 시기에는 현재 이익 추정치에 포함되지 않은 LPG-LNG 트레이딩 관련된 페이퍼 이익이 반영될 가능성이 충분히 존재한다. 이미 SMP 판매와 CP로 20% 수준 이익을 창출하고 있는데, 여기서 한 걸음 더 나아가서 입맛대로 연료를 취할 수 있는 울산GPS의 경쟁력이 제대로 발휘될 시기가 머지 않았다.

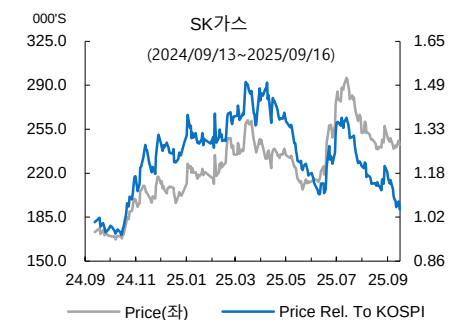
Buy (Maintain)

목표주가(12M)	300,000원(유지)
종가(2025.09.16)	242,500원
상승여력	23.7%

Stock Indicator	
자본금	46십억원
발행주식수	925만주
시가총액	2,242십억원
외국인지분율	7.0%
52주 주가	167,200~296,000원
60일평균거래량	12,713주
60일평균거래대금	3.3십억원

주가수익률(%)	1M	3M	6M	12M
절대수익률	-1.8	7.5	-6.6	40.1
상대수익률	-8.8	-9.5	-41.0	6.1

Price Trend



FY	2024	2025E	2026E	2027E
매출액(십억원)	7,096	7,409	7,469	7,406
영업이익(십억원)	287	483	480	464
순이익(십억원)	179	356	418	381
EPS(₩)	19,375	38,568	45,235	41,274
BPS(₩)	295,658	330,082	370,201	406,359
PER(배)	10.7	6.3	5.4	5.9
PBR(배)	0.7	0.7	0.7	0.6
ROE(%)	6.7	12.3	12.9	10.6
배당수익률(%)	3.9	3.7	4.1	4.1
EV/EBITDA(배)	8.4	3.3	3.0	3.3

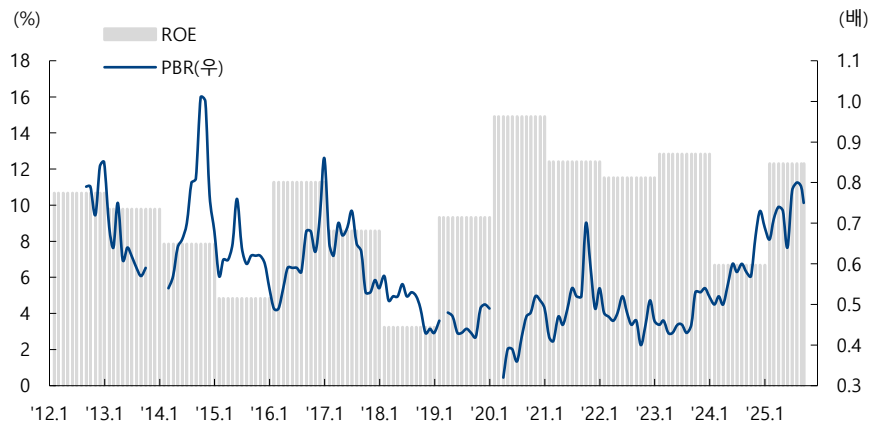
주: K-IFRS 연결 요약 재무제표

표1. SK가스 실적 추이 및 전망

(십억원)	1Q24	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25F	4Q25F	2024	2025F	2026F
합계											
매출액	1,726	1,651	1,734	1,985	1,827	1,880	1,870	1,831	7,096	7,409	7,469
영업이익	75	47	43	123	113	121	129	120	287	483	480
영업이익률	4.3%	2.8%	2.5%	6.2%	6.2%	6.4%	6.9%	6.6%	4.0%	6.5%	6.4%
LPG 트레이딩											
매출액	1,726	1,645	1,686	1,854	1,597	1,784	1,547	1,607	6,911	6,534	6,439
영업이익	75	49	43	95	62	118	61	74	262	315	257
영업이익률	4.3%	3.0%	2.5%	5.1%	3.9%	6.6%	4.0%	4.6%	3.8%	4.8%	4.0%
울산GPS											
매출액	0	7	48	131	230	97	322	225	185	874	1,030
영업이익	-4	-2	1	27	51	3	68	46	22	168	223
영업이익률		-32.7%	1.1%	20.9%	22.3%	3.0%	21.1%	20.4%	11.7%	19.2%	21.7%

자료: iM증권 리서치본부

그림1. SK가스 ROE-PBR 밸류에이션 추이



자료: iM증권 리서치본부

주: 2025년 ROE는 당사 추정치임

그림2. SK가스 2017~2027년 영업이익과 이익률 추이 및 전망

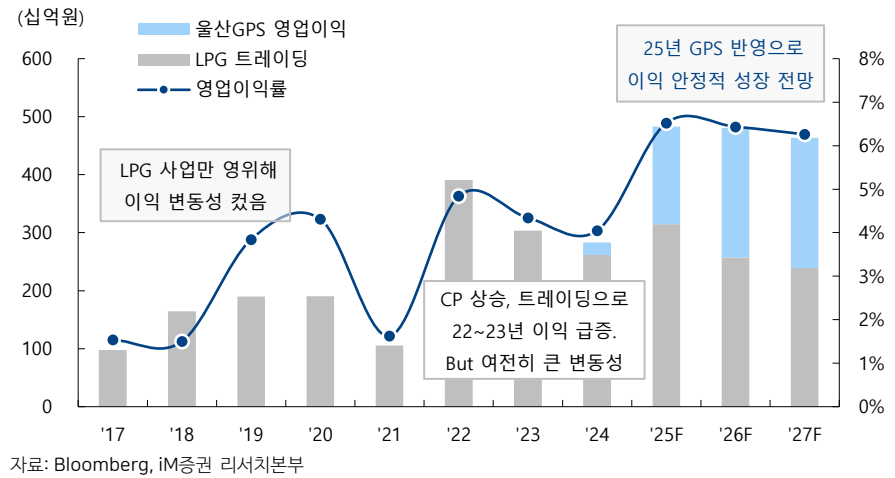


그림3. 유가 및 LPG 가격 추이

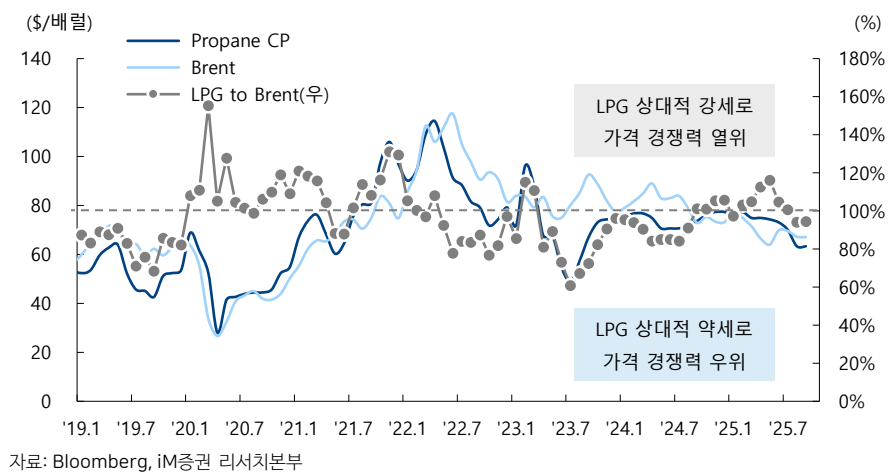
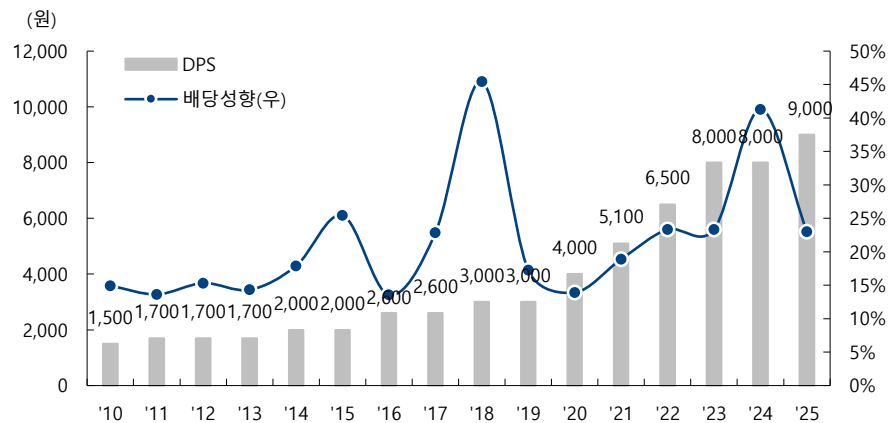
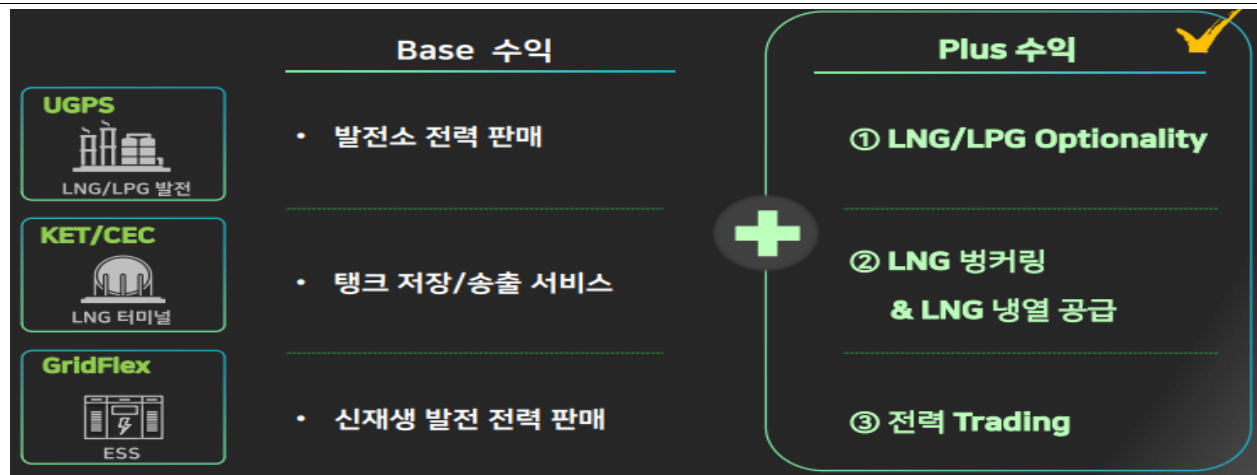


그림4. SK가스 2010년 이후 DPS 및 배당성향 추이



주: 25년 DPS 및 배당성향은 당사 추정치 기준

그림5. SK가스 신사업을 통한 인프라 사업 수익 향상 시나리오



자료: SK가스, iM증권 리서치본부

그림6. KET 터미널 세부사항 및 26년 상반기 #3탱크 준공 예정



자료: SK가스, iM증권 리서치본부

그림7. 북미 ESS 사업 추진현황: (25년 2월) 1차 ESS 상업가동 개시, 2차 상업가동 추진 중



자료: SK가스, iM증권 리서치본부

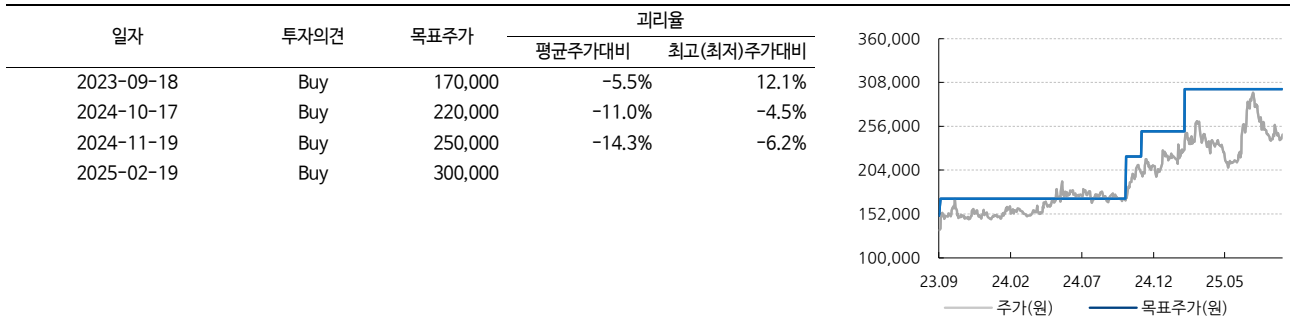
K-IFRS 연결 요약 재무제표

재무상태표					포괄손익계산서				
(십억원)	2024	2025E	2026E	2027E	(십억원, %)	2024	2025E	2026E	2027E
유동자산	2,609	2,994	3,762	3,872	매출액	7,096	7,409	7,469	7,406
현금 및 현금성자산	585	899	1,643	1,715	증가율(%)	1.5	4.4	0.8	-0.8
단기금융자산	267	270	273	275	매출원가	6,488	6,583	6,657	6,616
매출채권	958	1,000	939	977	매출총이익	608	825	811	790
재고자산	496	518	597	593	판매비와관리비	321	343	331	327
비유동자산	4,931	4,809	4,372	4,552	연구개발비	-	-	-	-
유형자산	2,533	2,337	2,206	2,162	기타영업수익	-	-	-	-
무형자산	125	115	106	98	기타영업비용	-	-	-	-
자산총계	7,540	7,802	8,134	8,424	영업이익	287	483	480	464
유동부채	2,021	2,018	2,112	2,170	증가율(%)	-5.4	68.1	-0.5	-3.5
매입채무	366	382	385	382	영업이익률(%)	4.0	6.5	6.4	6.3
단기차입금	532	452	402	352	이자수익	31	21	34	36
유동성장기부채	599	649	779	879	이자비용	77	83	82	81
비유동부채	2,780	2,730	2,600	2,500	지분법이익(손실)	-84	-	-	-
사채	908	908	858	858	기타영업외손익	24	11	13	16
장기차입금	709	659	579	479	세전계속사업이익	240	478	560	511
부채총계	4,801	4,748	4,712	4,671	법인세비용	62	124	145	132
지배주주지분	2,729	3,047	3,417	3,751	세전계속이익률(%)	3.4	6.4	7.5	6.9
자본금	46	46	46	46	당기순이익	178	354	415	379
자본잉여금	195	195	195	195	순이익률(%)	2.5	4.8	5.6	5.1
이익잉여금	2,466	2,742	3,069	3,361	지배주주귀속 순이익	179	356	418	381
기타자본항목	21	64	106	149	기타포괄이익	43	43	43	43
비지배주주지분	9	7	5	2	총포괄이익	220	396	458	421
자본총계	2,738	3,054	3,422	3,753	지배주주귀속총포괄이익	-	-	-	-

현금흐름표					주요투자지표				
(십억원)	2024	2025E	2026E	2027E		2024	2025E	2026E	2027E
영업활동 현금흐름	373	830	761	601	주당지표(원)				
당기순이익	178	354	415	379	EPS	19,375	38,568	45,235	41,274
유형자산감가상각비	155	626	481	374	BPS	295,658	330,082	370,201	406,359
무형자산상각비	9	9	9	8	CFPS	37,087	107,398	98,295	82,610
지분법관련손실(이익)	-84	-	-	-	DPS	8,000	9,000	10,000	10,000
투자활동 현금흐름	-163	-317	-235	-211	Valuation(배)				
유형자산의 처분(취득)	-349	-430	-350	-330	PER	10.7	6.3	5.4	5.9
무형자산의 처분(취득)	-4	-	-	-	PBR	0.7	0.7	0.7	0.6
금융상품의 증감	-109	-93	-91	-87	PCR	5.6	2.3	2.5	2.9
재무활동 현금흐름	-147	-328	-307	-316	EV/EBITDA	8.4	3.3	3.0	3.3
단기금융부채의증감	-374	-30	80	50	Key Financial Ratio(%)				
장기금융부채의증감	476	-50	-130	-100	ROE	6.7	12.3	12.9	10.6
자본의증감	-	-	-	-	EBITDA이익률	6.4	15.1	13.0	11.4
배당금지급	-	-	-	-	부채비율	175.3	155.5	137.7	124.4
현금및현금성자산의증감	91	315	744	72	순부채비율	69.3	49.1	20.5	15.4
기초현금및현금성자산	494	585	899	1,643	매출채권회전율(x)	8.3	7.6	7.7	7.7
기말현금및현금성자산	585	899	1,643	1,715	재고자산회전율(x)	15.0	14.6	13.4	12.4

자료 : SK가스, iM증권 리서치본부

SK가스 투자의견 및 목표주가 변동추이



Compliance notice

당 보고서 공표일 기준으로 해당 기업과 관련하여,

- 회사는 해당 종목을 1%이상 보유하고 있지 않습니다.
- 금융투자분석사와 그 배우자는 해당 기업의 주식을 보유하고 있지 않습니다.
- 당 보고서는 기관투자자 및 제 3자에게 E-mail등을 통하여 사전에 배포된 사실이 없습니다.
- 회사는 6개월간 해당 기업의 유가증권 발행과 관련 주관사로 참여하지 않았습니다.
- 당 보고서에 게재된 내용들은 본인의 의견을 정확하게 반영하고 있으며, 외부의 부당한 압력이나 간섭 없이 작성되었음을 확인합니다.

본 분석자료는 투자자의 증권투자를 돕기 위한 참고자료이며, 따라서, 본 자료에 의한 투자자의 투자결과에 대해 어떠한 목적의 증빙자료로도 사용될 수 없으며, 어떠한 경우에도 작성자 및 당사의 허가 없이 전재, 복사 또는 대여될 수 없습니다. 무단전재 등으로 인한 분쟁발생시 법적 책임이 있음을 주지하시기 바랍니다.

[투자의견]

종목추천 투자등급

종목투자의견은 향후 12개월간 추천일 증가대비 해당종목의 예상 목표수익률을 의미함.

- Buy(매수): 추천일 증가대비 +15% 이상
- Hold(보유): 추천일 증가대비 -15% ~ 15% 내외 등락
- Sell(매도): 추천일 증가대비 -15% 이상

산업추천 투자등급

시가총액기준 산업별 시장비중대비 보유비중의 변화를 추천하는 것임

- Overweight(비중확대)
- Neutral(중립)
- Underweight(비중축소)

[투자등급 비율 : 2025-06-30 기준]

매수	중립(보유)	매도
92.5%	6.8%	0.7%

Venture Global (VG-US)

2025.09.17

CP2 터미널로 노력하는

북미 1위 LNG 수출업체 지위

[에너지/유틸리티/화학] 전유진

2122-9193 yujinjn@imfnsec.com

완전히 정상궤도에 진입한 Plaquemines 터미널

24년 12월 첫 카고 출하한 Plaquemines 터미널은 완전히 정상궤도에 진입했다. 1분기 29개 cargo에 이어 2분기도 51개 출하를 완료했는데, 이는 당초 동사가 제시한 가이던스의 최상단에 부합하는 수준이다. 그 외 기존에 운영 중이던 Calcasieu Pass 터미널에서도 출하량이 꾸준히 늘어나면서 25년 상반기 기준 동사 LNG 수출량은 564TBtu로 24년 상반기 274TBtu 대비 +106% 증가했다.

최근 동사 LNG 수출량 증가의 대부분은 유럽 국가들이 흡수하고 있는데, 25년 상반기에 출하된 cargo 중에서 약 90% 이상은 유럽이 차지하고 있다. 또한 동사는 이번 컨콜에서 유럽의 러시아산 천연가스 배제 움직임 강화와 무역협상에서 EU가 약속한 미국산 에너지 구매 확대 등으로 향후 유럽 수출은 더 늘어날 것으로 전망한다고 밝혔다. 27년 말에 첫 번째 카고 출하 예정인 CP2 터미널 물량도 상당부분 유럽으로 흘러갈 가능성이 높다.

액화수수로 하락을 충분히 커버하는 물량증가 효과

25년 상반기 실적은 우려보다 양호했다. LNG 판매가격은 하락했으나 물량 증가가 이를 충분히 커버하며 1H25 기준 EBITDA는 27억달러로 1H24 대비 +142% 확대되었다. 이와 관련해 동사는 사전계약 체결로 액화수수를 일부 고정함에 따른 영향이라 언급하며 25년 가이던스도 직전과 동일하게 유지했다.

관세 영향 거의 미미한 CP2, 완공 후에는 북미 1위 LNG 수출업체로 부상

동사는 현재 운영 중인 Calcasieu Pass, Plaquemines 터미널에 이어 27년 말에 첫 카고 출하를 목표로 Calcasieu Pass 2 건설을 준비 중에 있다. 아직까지는 Cheniere Energy가 미국 최대 LNG 수출 업체로 40% 이상의 점유율을 차지하고 있으나, CP2 완공되고 나면 동사 수출 용량이 66.5백만톤에 달하며 미국 최대 LNG 수출업체로서의 입지를 확보하게 될 전망이다. CP2 터미널은 1~2단계로 나뉘어 진행되는데 Phase1 FID 절차는 지난 7월 이미 완료한 후 건설 절차에 돌입했고, Phase2 FID는 26년 중 마무리될 예정이다.

최근 미국의 철강/알루미늄 수입 관세 부과로 동사를 비롯한 LNG 터미널 건설비 인상 및 그에 따른 프로젝트 지연에 대한 우려가 대두되고 있으나, 영향은 크지 않을 전망이다. LNG 터미널에 가장 많이 사용되는 철강제품은 탄소강, 스테인리스 등인데 미국 수요의 80%는 자체 조달, EPC 투입 자재와 장비도 대부분 내부에서 조달되고 있기 때문이다. 특히 동사 CP2-Phase1 자재는 이미 확보돼 관세영향이 전체 CAPEX의 1% 그칠 것이라 밝혔고, 아직 확보되지 않은 Phase2에 노출될 관세와 금리 감안해도 투자비는 기존 대비 3~4% 증가에 그칠 것으로 전망했다.

동사를 북미 1위 LNG 수출업체로 이끌 CP2 터미널은 관세 영향 거의 미미하고, 최근 판매처 확보도 원활히 진행 중이다. 25년 Plaquemines 반영되고, 27년 이후 CP2 가동까지 더해지면서 매년 뚜렷한 -Q 증가를 확인할 수 있을 전망이다

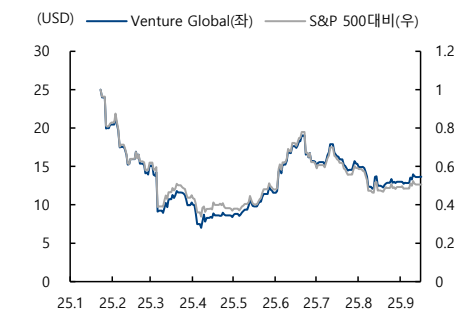
NR

블룸버그 최고 목표가	USD 21.00
블룸버그 최저 목표가	USD 12.00
중가(2025-09-15)	USD 13.65

Stock Indicator	
거래소	NYSE
발행주식수	459.3 백만주
시가총액	33.1 십억USD
결산월	12월
52주 최고가(USD)	USD 25.50
52주 최저가(USD)	USD 6.75

주가수익률(%)	1M	3M	6M	12M
절대수익률	9.3	-21.6	27.5	-
상대수익률	6.6	-28.5	8.6	-

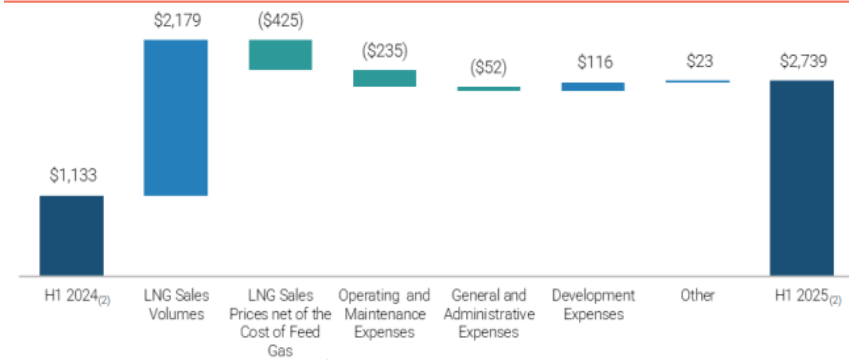
Price Trend



결산(12월)	FY21	FY22	FY23	FY24
매출액(십억USD)	0.0	6.4	7.9	5.0
영업이익(십억USD)	-0.3	3.6	4.9	1.8
순이익(십억USD)	-0.4	1.9	2.7	1.5
EPS(USD)	-817.0	4,266.0	5855.0	0.6
BPS(USD)			5569.7	1.9
PER(x)				
PBR(x)				
ROE(%)			135.3	40.3
배당수익률(%)				
EV/EBITDA(x)				

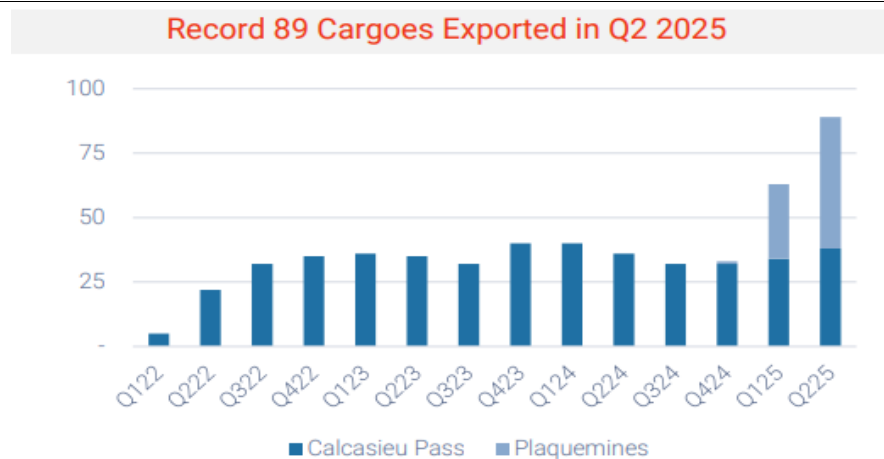
주: US-GAAP 기준

그림1. 25년 상반기 EBITDA 변동 내역: LNG 출하량 증가가 이익 성장 대부분을 견인

Consolidated YTD Adjusted EBITDA Bridge⁽²⁾ (\$MM)

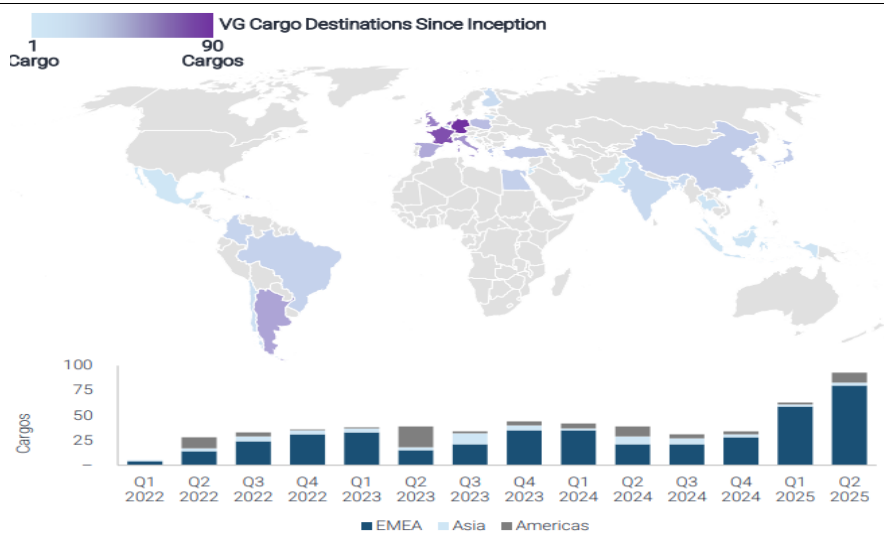
자료: Venture Global, iM증권 리서치본부

그림2. 2022년 이후 매 분기 터미널별 LNG 출하 cargo 추이



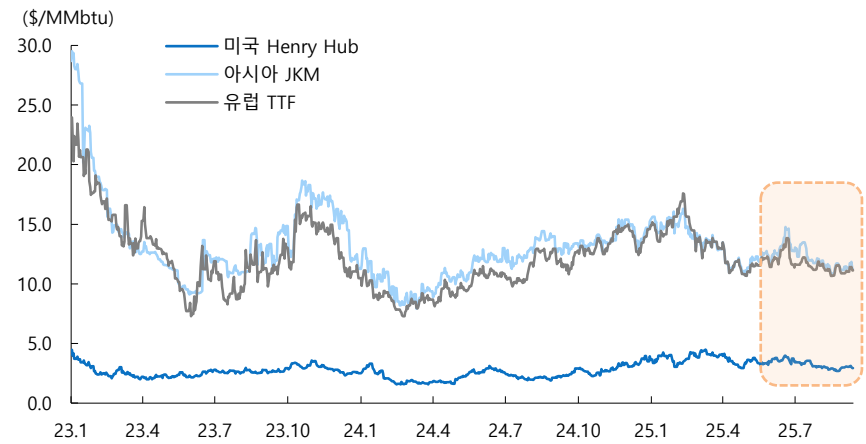
자료: Venture Global, iM증권 리서치본부

그림3. Venture Global 지역별 LNG 카고 출하량: 25년 상반기 기준 유럽 비중 90% 이상



자료: Venture Global, iM증권 리서치본부

그림4. 주요 지역별 천연가스 가격 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

표1. Venture Global '25년 1, 2분기 Earning Call에서의 CP2 프로젝트 관련 주요 코멘트

구분	1Q25 Earning Call	2Q25 Earning Call
1. 총 투자비 가이드런스	- Total Budget Guidance: \$270~280억	- Total Budget Guidance: \$285~295억 (상향 조정) - 고금리 환경 영향을 추가로 반영한 영향
2. 관세 영향	[Phase 1] - 관세 영향 범위 Guidance: \$2.1~3.5억 - 이는 전체 CapEx의 1% 수준 - 관세 불구 자사 선적에 대한 시장 수요에 "매우 만족" 중	[Phase 1] - 1Q25 관세 범위 Guidance는 2Q25에도 좋은 추정치로 판단 [Phase 2] - 상호관세가 변수는 맞지만 Phase 1와 노출도는 비슷 - 프로젝트 규모 고려 시 노출도는 작은 편
3. 자재 조달 및 EPC 관련	- CP2에 필요한 상당한 양의 자재 비축 - 완전히 제작된 모듈도 포함	[Phase 1] - 대부분의 자재 이미 조달 완료 - 외부 EPC가 수행하는 비용을 상당히 낮춰 놓았음 - 대부분 내부 EPC 팀 고용해 진행

자료: Venture Global, iM증권 리서치본부

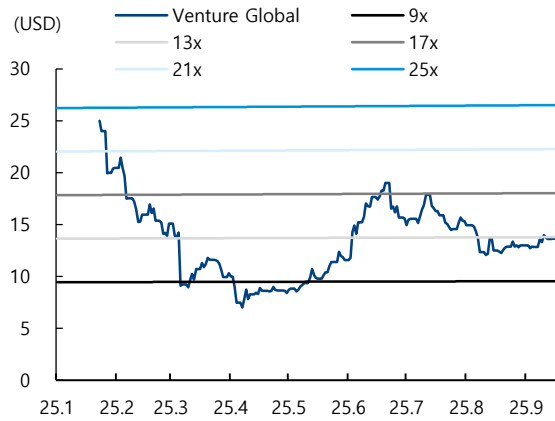
표2. Venture Global CP2 프로젝트 관련 주요 코멘트

주요 사항	진행 단계 및 시점
Final FERC approval and DOE Non-FTA conditional approval	완료
Full mobilization and started site work	완료
Arrange debt financing, FID, and Issue Full NTP on Phase 1	완료
Construction activities	진행 중
FID of Phase II	2026년
Targeted First LNG	2027년 말
Phase I Target COD	3Q29

자료: Venture Global, iM증권 리서치본부

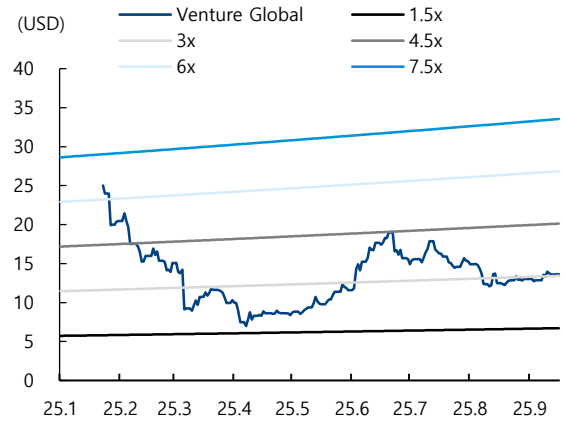
주요 투자 지표

그림5. Venture Global PER 밴드



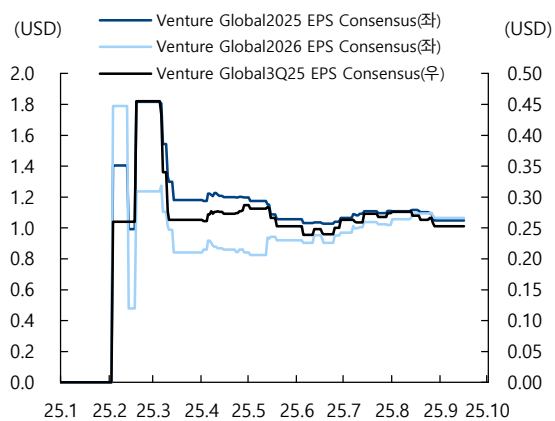
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림6. Venture Global PBR 밴드



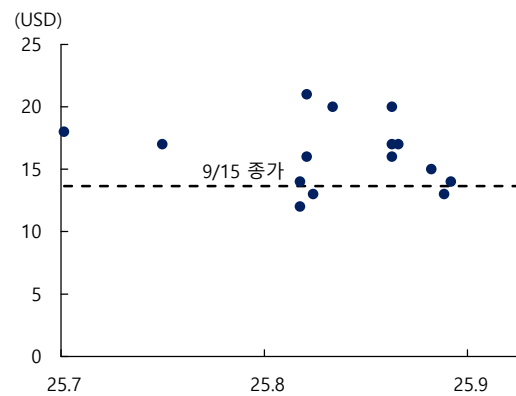
자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림7. Venture Global EPS 컨센서스 추이



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

그림8. Venture Global 최근 목표주가 분포



자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

재무제표

재무상태표				
(백만USD)	FY 21	FY 22	FY 23	FY 24
유동자산	-	1,412.0	5,959.0	4,559.0
현금 및 현금성자산	-	618.0	4,823.0	3,608.0
매출채권	-	190.0	265.0	364.0
비유동자산	-	13,685.0	22,504.0	38,932.0
유형자산	-	10,606.0	19,439.0	34,675.0
무형자산	-	0.0	0.0	0.0
자산총계	-	15,097.0	28,463.0	43,491.0
유동부채	-	1,746.0	2,315.0	3,542.0
비유동부채	-	11,587.0	22,678.0	32,053.0
부채총계	-	13,333.0	24,993.0	35,595.0
지배주주지분	-	1,069.0	2,895.0	4,426.0
자본금	-	0.0	0.0	23.0
이익잉여금	-	688.0	1,228.0	2,611.0
자본총계	-	1,764.0	3,470.0	7,896.0

현금흐름표				
(백만USD)	FY 21	FY 22	FY 23	FY 24
영업활동 현금흐름	-503.0	3,702.0	4,550.0	2,149.0
당기순이익	-356.0	1,858.0	2,681.0	1,475.0
유무형자산감가상각비	6.0	158.0	277.0	322.0
비현금항목	-197.0	1,351.0	1,836.0	283.0
투자활동 현금흐름	-2,078.0	-2,900.0	-8,725.0	-14,159.0
유무형자산의 처분	0.0	0.0	0.0	0.0
유무형자산의 취득	-2,009.0	-4,618.0	-8,091.0	-13,717.0
기타투자활동	-69.0	1,718.0	-634.0	-442.0
재무활동 현금흐름	3,623.0	235.0	7,635.0	10,752.0
부채의 증감	2,124.0	931.0	6,360.0	679.0
자본의 증감	0.0	0.0	0.0	0.0
배당금 지급	-7.0	-6.0	-164.0	-139.0
기타 재무활동	1,506.0	-690.0	1,439.0	10,212.0
현금및현금성자산의증감	-	-	4,205.0	-1,215.0
기초현금및현금성자산	-	-	618.0	4,823.0
기말현금및현금성자산	-	618.0	4,823.0	3,608.0
잉여현금흐름	-2,512.0	-916.0	-3,541.0	-11,568.0

자료: Bloomberg, iM증권 리서치본부

주: US-GAAP 기준

포괄손익계산서				
(백만USD, %)	FY 21	FY 22	FY 23	FY 24
매출액	0.0	6,448.0	7,897.0	4,972.0
매출원가	0.0	2,093.0	1,684.0	1,351.0
매출총이익	0.0	4,355.0	6,213.0	3,621.0
판매비와관리비	89.0	191.0	224.0	312.0
EBITDA	-331.0	3,749.0	5,176.0	2,085.0
영업이익	-337.0	3,555.0	4,850.0	1,763.0
영업이익률	-	55.1	61.4	35.5
세전계속사업이익	-436.0	3,544.0	4,432.0	2,183.0
법인세비용	0.0	447.0	816.0	437.0
당기순이익	-356.0	1,858.0	2,681.0	1,475.0
성장률 (YoY)				
매출액	-	-	22.5	-37.0
영업이익	적전	흑전	36.4	-63.6
순이익	적전	흑전	44.3	-45.0

주요투자지표				
	FY 21	FY 22	FY 23	FY 24
주당지표 (USD)				
EPS	-817.0	4,266.0	5,855.0	0.6
BPS	-	-	5,569.7	8,514.8
CFPS	-1,155.0	8,500.6	9,936.8	0.9
DPS	-	-	-	0.0
Valuation(배)				
PER	-	-	-	-
PBR	-	-	-	-
PCR	-	-	-	-
EV/EBITDA	-	-	-	-
Key Financial Ratio(%)				
ROE	-	-	135.3	40.3
EBITDA이익률	-	58.1	65.5	41.9
부채비율	-	755.8	720.3	450.8
순부채비율	-	591.0	473.9	336.2
매출채권회전율(x)	-	-	4.9	1.5
재고자산회전율(x)	-	-	48.1	12.6

Compliance notice

당 보고서 공표일 기준으로 해당 기업과 관련하여,

- 회사는 해당 종목을 1%이상 보유하고 있지 않습니다.
- 금융투자분석사와 그 배우자는 해당 기업의 주식을 보유하고 있지 않습니다.
- 당 보고서는 기관투자자 및 제 3자에게 E-mail등을 통하여 사전에 배포된 사실이 없습니다.
- 회사는 6개월간 해당 기업의 유가증권 발행과 관련 주관사로 참여하지 않았습니다.
- 당 보고서에 게재된 내용들은 본인의 의견을 정확하게 반영하고 있으며, 외부의 부당한 압력이나 간섭 없이 작성되었음을 확인합니다.

본 분석자료는 투자자의 증권투자를 돕기 위한 참고자료이며, 따라서, 본 자료에 의한 투자자의 투자결과에 대해 어떠한 목적의 증빙자료로도 사용될 수 없으며, 어떠한 경우에도 작성자 및 당사의 허가 없이 전재, 복사 또는 대여될 수 없습니다. 무단전재 등으로 인한 분쟁발생시 법적 책임이 있음을 주지하시기 바랍니다.

[투자의견]

종목추천 투자등급

종목투자자의견은 향후 12개월간 추천일 증가대비 해당종목의 예상 목표수익률을 의미함.

- Buy(매수): 추천일 증가대비 +15% 이상
- Hold(보유): 추천일 증가대비 -15% ~ 15% 내외 등락
- Sell(매도): 추천일 증가대비 -15% 이상

산업추천 투자등급

시가총액기준 산업별 시장비중대비 보유비중의 변화를 추천하는 것임

- Overweight(비중확대)
- Neutral(중립)
- Underweight(비중축소)

[투자등급 비율 : 2025-06-30 기준]

매수	중립(보유)	매도
92.5%	6.8%	0.7%