

# 산업계 전력수요 대응을 위한 전력공급 최적화 방안

박종배 건국대 교수(jbaepark@konkuk.ac.kr)

박경원 대한상의 SGI 연구위원(kwpark@korcham.net)

우리나라의 안정적인 전력 공급과 낮은 전력 요금은 산업 발전의 기반이자 경제 성장의 원동력이 되어왔다. 그러나 지역별 전력수급 불균형과 송전망의 포화로 국가 전력공급 비용이 상승하고 전력 계통 안정성이 위협받고 있다. AI·첨단 산업의 발전에 따라 향후 전력수요는 급증할 것으로 예상되며, 송전설비 수요도 지속해서 증가할 것이다. 산업계가 필요로 하는 전력을 안정적으로 공급하기 위해서는 정부 주도로 전력망이 신속하게 보강되어야 한다. 강건하고 유연한 국가 전력망의 적기 구축을 위해 현행 건설체계의 한계를 극복하는 법·제도적 지원체계 마련이 시급한 때이다.

## I. 연구배경

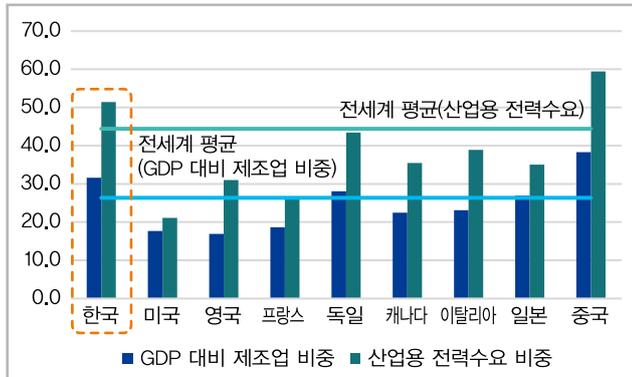
□ 우리나라의 경우 해외 주요국과 비교하여 제조업이 GDP에서 차지하는 비중이 높은 수준이며, 높은 제조업 비중으로 산업용 전력이 국가 총 전력 수요에서 차지하는 비중도 높음.

- 2023년 한국의 제조업 대비 GDP 비중은 31.6%로 전 세계 평균(26.4)이나 미국(17.7, '21), 영국(16.9), 프랑스(18.7), 독일(28.1), 캐나다(22.5, '20), 이탈리아(23.1), 일본(26.9, '22)보다 높은 수준임(World Bank).
- 2023년 한국의 산업용 전력수요 비중은 51.4%('23)로 전 세계 평균(44.4)이나 미국

(21.1), 영국(31), 프랑스(26), 독일(43.4), 캐나다(35.5), 이탈리아(38.9), 일본(35)보다 높음(IEA).

- 국내 산업용 전력 소비는 2000년 대비 2023년 2배 이상 증가하여 산업용 전력판매량은 291(Twh, '23)에 이룸.
- 특히 제조업(261 Twh)에서 사용하는 전력의 약 63%는 전자·통신(58 Twh), 1차 금속(33 Twh), 석유·화학(55 Twh), 자동차(19 Twh) 업종 등 국내 주력산업에서 소비하고 있는 것으로 나타남.

[그림1] GDP 대비 제조업 비중과 산업용 전력수요 비중 (단위 : %)



자료: World Bank(2024), IEA(2024)

□ 그러나 지역별 전력수급 불균형, 지역 간 전력 송·수전을 위한 전력망 건설 지연, 공급 과잉지역을 중심으로 한 변동성 재생에너지의 지속적인 증가 등으로 국내 산업계의 전력 공급은 점차 어려워지고 있음.

□ 현재 국내의 중앙집중형 전력공급 시스템에서 안정적 전력수급을 저해하는 가장 근본적인 요인은 전력망의 포화임.

○ 우리나라는 해안가를 중심으로 위치한 대규모 발전단지에서 생산된 전력을 수도권 등 수요 집중지역으로 송전하는 중앙집중형 전력공급 시스템을 유지하고 있음. 그러나 송전망 건설 지연으로 중앙집중형 전력공급 시스템이 한계에 봉착함.

□ 이에 따라 산업계가 필요로 하는 전력을 안정적으로 공급하기 위한 전력망의 확충이 가장 시급한 국가적 과제로 부상함.

○ 본 연구에서는 전력수요 및 설비 추이와 전력계통 운영 현황을 살펴보고, 신속하고 체계적으로 국가 전력망을 확충하는 데 필요한 법적 지원 과제에 대해 살펴봄.

## II. 국내 전력수급 현황과 이슈

### (1) 전력수요 및 발전설비 현황

□ 1990년 이후 최대전력은 연평균 5.2% 증가하여 2024년 사상 최고치인 97.1(GW)을 기록했으며, 공급능력도 연평균 5.1% 증가해 평균 공급예비율('90~'24)은 9.8%를 유지함.

\*최대전력: 특정 기간 전력소비가 요구한 전력의 최고치

\*\*공급능력: 발전설비가 실제로 공급할 수 있는 전력의 최대치로 설비용량에서 설비고장 또는 정비 등의 요인을 제외한 수치

cf. 설비용량: 발전설비가 최대로 생산할 수 있는 전력 총량

\*\*\*공급예비율: 실제 생산된 전력 중 남은 전력의 비율  

$$\text{공급예비율} = \frac{\text{공급능력} - \text{최대전력}}{\text{공급능력}} \times 100$$

○ 전력시장 수요를 기준으로 최대전력은 지속적인 증가 추세에 있으며 2024년 97.1(GW)로 역대 최고를 기록함.

- 1990년 이후 가파르게 증가하던 최대전력은 2010년 이후 다소 완만해짐. 시기별 연평균 성장률은 11.6%('90~'95), 6.5%('95~'00), 5.9%('00~'05), 5.5%('05~'10), 2.0%('10~'15), 2.5%('15~'20), 2.2%('20~'24)임.

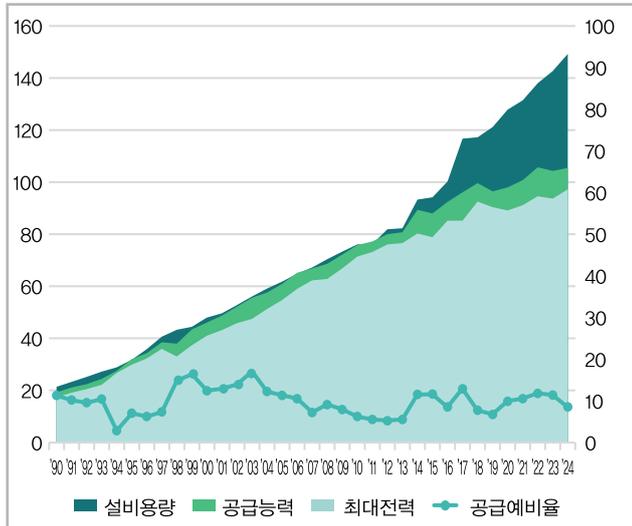
○ 공급능력의 경우 최근 들어 증가세가 둔화하고 있으나 꾸준히 증가하여 2024년 총 용량은 105.4(GW)에 이룸.

- 공급능력의 연평균 성장률도 점차 둔화하고 있음. 10.7%('90~'95), 7.6%('95~'00), 5.7%('00~'05), 4.5%('05~'10), 3.0%('10~'15), 2.2%('16~'20), 1.8%('20~'24)임.

○ 공급예비율은 1990년대 이후 현재까지 약 10% 내외에서 비교적 안정적 수준을 유지하고 있음. 기간 중 최고치는 17.1%('03)이고, 최저치는 2.8%('94)임.

□ 1990년 이후 발전설비 용량은 연평균 5.9% 증가하여 2024년 현재 150(GW)에 이릅니다.

[그림2] 전력수요 · 발전설비 추이(1990-2024) (단위: 좌축, 우축)



주: 최대전력 기준일시(연 단위 기준)

| 연도   | 1993  | 1994  | 1995 | 1996  | 1997 | 1998  | 1999 | 2000 |
|------|-------|-------|------|-------|------|-------|------|------|
| 1993 | 12.16 | 7.22  | 8.18 | 8.13  | 8.20 | 9.10  | 8.17 | 8.18 |
| 2001 | 7.26  | 8.29  | 8.22 | 7.29  | 8.17 | 8.16  | 8.21 | 7.15 |
| 2009 | 12.18 | 12.15 | 1.17 | 12.26 | 1.3  | 12.17 | 2.9  | 8.12 |
| 2017 | 12.12 | 7.24  | 8.13 | 8.26  | 7.27 | 12.23 | 8.7  | 8.20 |

자료: 통계청, 전력통계정보시스템(2024)

□ 2000년 이후 에너지원별 발전설비 변화를 살펴보면 다음과 같습니다. 2023년 기준 설비비중이 큰 에너지원은 기력\*, 복합화력\*\*, 신재생에너지, 원자력 순이고, 2000년 이후 용량 증가가 큰 전원은 신재생, 집단에너지, 복합화력, 원자력 등입니다.

\*기력: 무연탄, 유연탄, 중유, LNG 등의 연소를 통해 발생한 증기(Steam)를 활용하여 전기를 생산하는 발전방식

\*\*복합화력: 1차 발전설비와 2차 발전설비를 조합하여 전기를 생산하는 발전방식

- 기력은 연평균 3% 증가하여 2000년 20.1(GW)에서 2023년 39.3(GW)으로 96% 증가함.
- 복합화력은 연평균 4.9% 증가하여 2000년 11.3(GW)에서 2023년 34(GW)로 202% 증가함.

- 신재생에너지의 경우 연평균 33.8%('05~'23) 증가하여 2005년 0.2(GW)에 불과했던 설비가 2023년 29.6(GW)으로 18,907% 증가함.
  - 이 중 태양광이 23.9(GW, '23)를 차지해 신재생에너지 발전설비의 성장을 이끌었으며, 풍력은 2.2(GW), 바이오는 1.8(GW) 차지함.
- 원자력의 경우 연평균 2.6% 증가하여 2000년 13.7(GW)에서 2023년 24.7(GW)로 80% 증가함.
- 상용자가 발전설비의 경우 연평균 0.3% 증가하는 데 그쳐 2000년 5.2(GW)에서 2023년 5.6(GW) 보급됨.

[표1] 발전설비 용량 추이

(단위: GW)

| 구분   | 2000 | 2005 | 2010 | 2015  | 2020  | 2023   |
|------|------|------|------|-------|-------|--------|
| 수력   | 3.1  | 3.9  | 5.5  | 6.5   | 6.5   | 6.5    |
| 기력   | 20.1 | 23.8 | 29.6 | 29.6  | 38.0  | 39.3   |
| 복합화력 | 11.3 | 15.0 | 19.1 | 28.5  | 33.0  | 34.0   |
| 원자력  | 13.7 | 17.7 | 17.7 | 21.7  | 23.3  | 24.7   |
| 신재생  | 0.0  | 0.2  | 1.7  | 5.6   | 18.7  | 29.6   |
| 태양광  |      |      |      |       | 14.6  | 23.9   |
| 풍력   |      |      |      |       | 1.6   | 2.2    |
| 바이오  |      |      |      |       | 1.3   | 1.8    |
| 기타   |      |      |      |       | 1.2   | 1.7    |
| 집단   | 0.0  | 1.4  | 2.1  | 5.4   | 9.2   | 9.8    |
| 내연력  | 0.3  | 0.3  | 0.4  | 0.3   | 0.2   | 0.1    |
| 기타   | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0   | 0.4   | 0.4    |
| 상용자가 | 5.2  | 4.8  | 3.9  | 3.9   | 4.5   | 5.6*   |
| 합계   | 53.7 | 67.1 | 80.0 | 101.6 | 133.7 | 150.0* |

주: \*2022 상용자가 발전업체 조사 잠정치

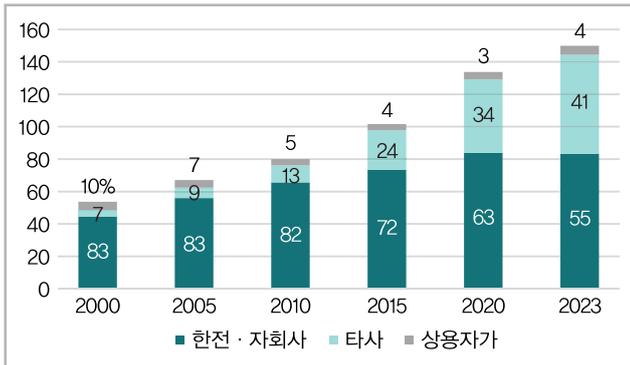
자료: 한국전력통계(2024, 2017)

□ 국가 전체 발전설비가 늘어나는 가운데 민간발전사(비한전·자회사)의 발전설비 비중도 지속해서 증가하여 전체 발전설비의 약 41%('23)를 차지하고 있음.

- 우리나라는 2001년 1단계 전력산업 구조개편으로 한국전력 이외의 제3자에게 개방되었음. 이후 화력발전과 신재생사업을 중심으로 민간과 비한전 공기업의 참여가 크게 증가함.

- 2000년 전체 발전설비 용량은 53.7(GW)이고, 한전·자회사와 타사의 설비는 각각 44.6(GW)과 3.9(GW)로 83%, 7%를 차지함.
- 2023년에는 전체 발전설비 150(GW) 중 한전·자회사의 발전설비는 83.2(GW)로 약 55%를 차지하는데 그침. 반면 타사의 설비는 61.2(GW)로 41%를 차지하였는데, 이는 2000년 대비 약 16배 성장한 수준임.
- 향후 민간발전사와 비한전공기업의 설비 비중은 LNG복합, LNG열병합, 신재생에너지 발전설비를 중심으로 지속적으로 늘어날 것으로 예상됨.

[그림3] 전력시장 참여자별 설비 추이 (단위:GW, %)



자료: 한국전력통계(2024)

□ 특히 신재생에너지 보급의 주체는 민간을 중심으로 한 비한전사업자가 중심임.

- 2023년 말 기준 우리나라 신재생에너지 발전설비 보급량 29.6(GW) 중 한전·자회사의 발전설비는 2.1(GW)로 약 7%를 차지하는데 그침. 반면 타사의 설비는 27.5(GW)로 약 93%를 차지함.

(2) 지역별 전력수급 불균형과 전력유통 현황

□ 국내 총량 기준으로는 발전량과 소비량이 균형을 이루고 있으나, 권역별 전력자급률\*에는 큰 차이가 있음.

$$* \text{ 전력자급률} = \frac{\text{발전량}}{\text{소비량}} \times 100$$

- 2023년 기준으로 수도권은 전체 전력소비량의 39%에 해당하는 215.4(TWh)를 소비했지만 발전량은 141.0(TWh)에 그쳐 전력자급률은 65%에 불과함.
  - 수도권의 경우 전력 소비가 집중되어 있으나 권역 내 전력 공급을 위해 다른 지역에 상당 부분 의존하고 있음.
- 충청권은 발전량이 113.4(TWh), 소비량이 92.9(TWh)로 전력자급률은 122%임.
- 호남권은 83.5(TWh)의 발전량과 64.5(TWh)의 소비량으로 전력자급률이 129%에 이름.
- 강원권은 발전량이 36.4(TWh)인 반면, 소비량은 17.1(TWh)로 상대적으로 낮아 213%의 높은 자급률을 나타냄.
  - 강원권은 다른 지역에 전력을 공급할 수 있는 중요한 전력 생산지 역할을 하고 있음.
- 영남권은 발전량이 209.0(TWh)로 전체 발전량의 36%를 차지하며, 소비량은 149.9(TWh)로 139%의 자급률을 나타냄.
- 제주권은 발전량이 4.8(TWh)로 소비량인 6.1(TWh)에 비해 낮아, 78%의 자급률에 머무르고 있음.

[표2] 6대 권역별 발전량(2023년) (단위: TWh, %)

| 구분  | 발전량   |       | 소비량   |       | 전력자급률 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|
| 수도권 | 141.0 | (24)  | 215.4 | (39)  | 65    |
| 충청권 | 113.4 | (19)  | 92.9  | (17)  | 122   |
| 호남권 | 83.5  | (14)  | 64.5  | (12)  | 129   |
| 강원권 | 36.4  | (6)   | 17.1  | (3)   | 213   |
| 영남권 | 209.0 | (36)  | 149.9 | (27)  | 139   |
| 제주권 | 4.8   | (1)   | 6.1   | (1)   | 78    |
| 합계  | 588.0 | (100) | 546.0 | (100) | 108   |

자료: 한국전력통계(2024)

□ 이 중에서 신재생에너지 발전량의 지역별 비중을 살펴보면 수요가 집중된 수도권보다는 발전 중심 지역인 비수도권에 집중되어 있음.

- 신재생에너지 발전량의 대부분을 차지하고 있는 태양광의 경우, 발전량의 3분의 2(68.2%)가 전남, 전북, 경북, 충남에서 생산됨.
  - 태양광 발전은 2018년에서 2023년 동안 연평균 29% 속도로 성장하였고, 지역별 태양광 발전의 연평균 증가율은 전남(29), 전북(29), 경북(31), 충남(28)임.
- 풍력의 경우 경북, 강원, 제주, 전남에서 집중적으로 전력을 생산하고 있음.
  - 풍력 발전은 2018년에서 2023년 동안 연평균 7% 속도로 성장함.

[표3] 태양광 및 풍력의 지역별 발전량 (단위: Gwh, %)

| 구분 | 태양광    |      | 풍력       |      | 태양광     |      | 풍력      |        |
|----|--------|------|----------|------|---------|------|---------|--------|
|    | 2018   | 2023 | 2018     | 2023 | 2018    | 2023 | 2018    | 2023   |
| 서울 | 38.8   | 0.5  | 52.2     | 0.2  | -       | -    | -       | -      |
| 부산 | 98.9   | 1.2  | 242.9    | 0.8  | 8.5     | 0.3  | 0.01    | 0.0002 |
| 대구 | 60.0   | 0.7  | 283.0    | 1.0  | -       | -    | 8.4     | 0.2    |
| 인천 | 65.4   | 0.8  | 137.3    | 0.5  | 42.7    | 1.7  | 24.5    | 0.7    |
| 광주 | 141.7  | 1.7  | 311.6    | 1.1  | -       | -    | -       | -      |
| 대전 | 28.2   | 0.3  | 56.8     | 0.2  | -       | -    | -       | -      |
| 울산 | 37.0   | 0.4  | 119.1    | 0.4  | 2.5     | 0.1  | -       | -      |
| 세종 | 37.4   | 0.5  | 84.3     | 0.3  | -       | -    | -       | -      |
| 경기 | 441.4  | 5.4  | 1,706.5  | 5.8  | 5.1     | 0.2  | 3.3     | 0.1    |
| 강원 | 606.2  | 7.4  | 2,075.2  | 7.1  | 689.5   | 28.1 | 958.8   | 28.3   |
| 충북 | 398.8  | 4.8  | 1,584.5  | 5.4  | -       | -    | -       | -      |
| 충남 | 1046.7 | 12.7 | 3,665.7  | 12.5 | 3.0     | 0.1  | 0.6     | 0.02   |
| 전북 | 1508.7 | 18.3 | 5,442.0  | 18.6 | 20.6    | 0.8  | 143.6   | 4.2    |
| 전남 | 1907.8 | 23.2 | 6,711.8  | 22.9 | 341.3   | 13.9 | 641.1   | 19.0   |
| 경북 | 1064.2 | 12.9 | 4,151.4  | 14.2 | 729.7   | 29.7 | 941.4   | 27.8   |
| 경남 | 579.8  | 7.0  | 2,002.0  | 6.8  | 76.6    | 3.1  | 145.7   | 4.3    |
| 제주 | 177.8  | 2.2  | 662.0    | 2.3  | 534.9   | 21.8 | 515.1   | 15.2   |
| 합계 | 8239.0 | 100  | 29,288.0 | 100  | 2,454.3 | 100  | 3,382.4 | 100    |

자료: 한국전력통계(2024)

- 수도권의 경우 전력자급률이 낮음에도 높은 부지 가격, 태양광·풍력 발전에 불리한 자연적인 여건으로 재생에너지 발전이 많이 늘어나지 못함.
- 반면 공급 과잉지역에서는 신재생 출력제어가 제주, 호남을 중심으로 나타나고 있음.

□ 우리나라 전력계통은 지역별 전력수요와 생산의 불균형을 해소하기 위하여 수도권(수요>생산), 비수도권(수요<생산), 제주권(육지와의 연계)으로 구분하여 전력수급 상황을 관리함.

- 비수도권은 다시 충청권, 호남권, 강원권, 충청권, 영남권으로 구분하여 전력계통을 운영하고 있음. 또한, 분산에너지의 경우에는 지역을 보다 세분화하여 광역지자체를 기준으로 구분함.

[그림4] 지역별 전력수급 개념과 현황



□ 수도권의 발전량은 전력소비량에 미치지 못하므로 권역 내에서 생산한 전력과 함께 권역 외 용통 전력\*으로 전력수요를 충당함.

\*용통전력: 공급부족 지역의 전력수요를 충당하기 위해 공급과잉 지역에서 송전하는 전력

- 수도권의 경우 비수도권으로부터 수도권 용통선로를 통하여 전력을 공급받아야 하는

상황으로(산업부, 2023) 연중 대부분 시간대에서 비수도권에서 생산된 전력은 수도권으로 전송되고 있음.

- 2023년 최대수요 발생일\* 기준으로, 수도권 전력수요는 전국 전력수요의 41.2%인 39(MW)를 기록함. 공급능력의 약 28.2%(29 MW)가 수도권 내에서 전기를 생산하고, 비수도권 전력으로 12%(13MW)를 충당함(예비력 3MW)(전력거래소, 2024).

\*2023.8.7(월)

- 비수도권에서 수도권으로 전력을 전송하는 용통선로로는 765kV 신증부-신안성#1,2, 765kV 신태백-신가평#1,2, 345kV 아산-화성#1,2, 345kV 여주CC-신충주, 345kV 신온양-서서울#1,2, 345kV 신진천-신안성#1,2, 북당진-고덕 HVDC#1 등이 있음.

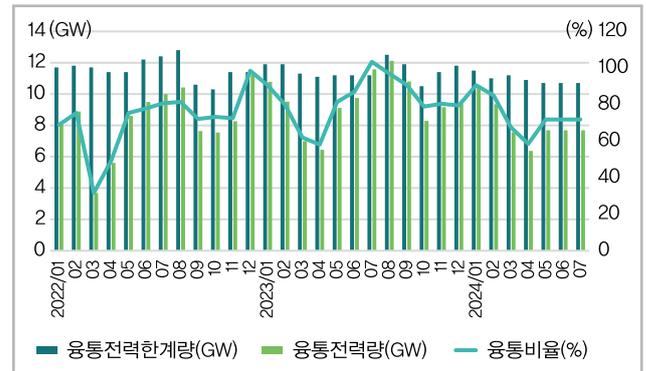
□ 실제 용통전력량\*은 용통전력 한계량\*\* 이내에서 경제성과 안정성을 동시에 고려하여 운영하고 있음.

\*용통전력량: 전력계통 간 송전 또는 수전되는 전력

\*\*용통전력 한계량: 시간대별 용통전력 최대치

- 송전선로에서 상정사고가 발생할 때도 전력계통을 안정적으로 운영하기 위해서 주요 수도권 용통선로는 열용량보다 일정 수준 낮은 수준으로 운영 중임.
  - 일반적으로 수요가 높은 여름철과 겨울철에는 용통전력 한계량에 가깝게 운영되고 있지만, 수요가 낮은 봄철과 가을철에는 용통전력보다 매우 낮은 수준으로 계통을 운영함.
  - 2022년 이후 현재까지의 월별 최대수요일의 용통전력 한계량과 용통전력량 실적은 아래의 그림과 같음.

[그림5] 월별 수도권 용통전력 한계량 및 용통전력량 (단위:만.GW, 오.%)



자료: 전력통계정보시스템(2024)

(3) 송전설비 현황

- 송전선로\*는 1990년 이후 연평균 1.8% 증가하여 2023년 35,596(c-km)임. 이는 1990년 대비 83% 증가하는 데 그친 수준으로 송전선로 증가는 발전설비나 전력수요 증가와 비교했을 때 상당히 정체되어 있음.

\*회선길이로 765, 345, 154, 66, 22(kV)와 500, 250, 180(kV, HVDC) 모두 포함

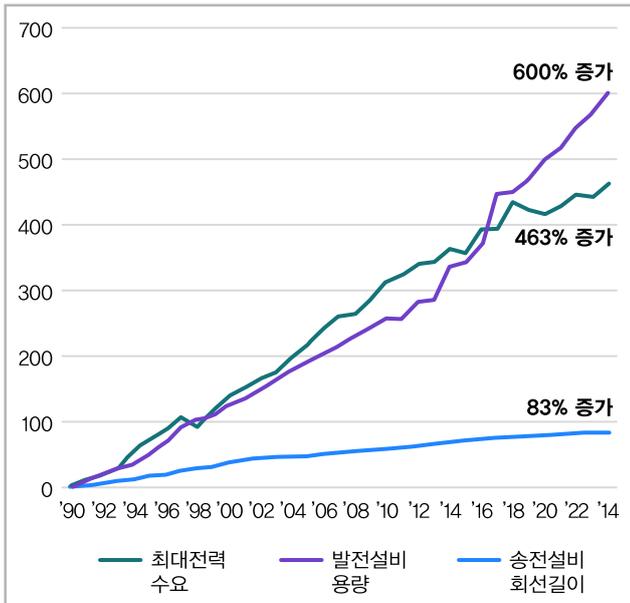
- 송전선로는 지속적으로 증설되고 있으나 증가 속도는 둔화하고 있음.
  - 송전선로 길이는 1990년 19,432(c-km)에서 2023년 35,596(c-km)으로 증가함.
  - 송전선로의 연평균 성장률은 3.1%('90~'95), 3.2%('95~'00), 1.5%('00~'05), 1.4%('05~'10), 1.7%('10~'15), 0.8%('15~'20), 0.6%('20~'23)임.

- 1990년 이후 최대전력(전력수요), 발전설비(전력공급), 송전설비(전력수송)의 증가 수준은 크게 차이가 있음.

- 전력수요인 최대전력은 1990년 대비 2024년 463% 증가함.
- 전력생산을 위한 발전설비는 1990년 대비 2024년 600% 증가함.

- 전력 생산지와 소비지 간 전력의 송전-수전을 위한 설비인 송전설비는 1990년 대비 2023년 83% 증가함.

[그림6] 1990년 대비 최대전력, 발전설비, 송전설비 변화율 (단위: %)

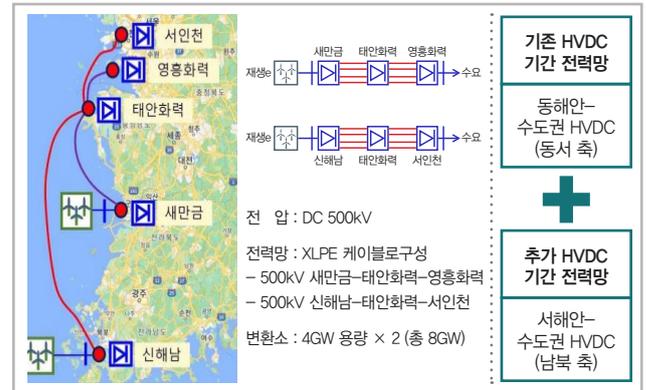


자료: 통계청, 전력통계정보시스템(2024)

□ 제10차 전력수급기본계획의 전력수급 전망과 송변전설비 확충기준에 따른 「제10차 장기 송변전설비계획('22~'36)」이 수립됨(한국전력, 2023.4.).

- 제10차 송변전설비계획은 국가 에너지 안보 확립을 위한 안정적 전력계통 구축을 목표로 국가 에너지믹스 적기 이행을 위한 계통 수용능력 확보, 미래 불확실성에 대응할 수 있는 유연한 전력망 구축, 송변전설비의 적기 건설을 위한 혁신방안 마련을 위해 구체적인 추진과제를 제시함.
- 특히 에너지믹스의 적기 이행을 위한 추진과제 가운데 서해안-수도권 연결 HVDC 기간망 구축은 신해남-태안화력-서인천복합(860c-km, 4GW)과 새만금-태안화력-영흥화력(380c-km, 4GW) 루트로 건설 추진 중임.

[그림7] 서해안-수도권 HVDC 기간망 개요



자료: 한국전력(2023)

- 송변전설비계획에 따르면 2036년의 송전설비는 2021년 대비 64%, 변전설비는 49% 증가하고, 투자비는 56조 5,150억 원으로 9차 대비 27조 이상 증가할 것으로 나타남.

[표4] 제10차 송변전설비계획의 목표 설비 규모 및 투자비

| 구분 (단위) | 설비규모 (누계)   |               | 증가규모 (증가율)    |                                  |
|---------|-------------|---------------|---------------|----------------------------------|
|         | 2021        | 2036          |               |                                  |
| 시설 규모   | 전력수요 (GW)   | 95.4          | 118.0         | 22.6 (23.7% ↑)                   |
|         | 발전설비 (GW)   | 134.0 (113.1) | 239.0 (144.5) | 105.0 (78.4% ↑) (31.4 (27.8% ↑)) |
|         | 송전설비 (c-km) | 35,190        | 57,681        | 22,491 (63.9% ↑)                 |
|         | 변전설비 (MVA)  | 348,580       | 517,500       | 168,920 (48.5% ↑)                |
|         | 변전소 (개)     | 892           | 1,228         | 336 (37.7% ↑)                    |

| 구분                | 부문별 투자비 (억원) |          |          |         |           |
|-------------------|--------------|----------|----------|---------|-----------|
|                   | 345kV 이상     | 154kV    | HVDC     | 계통 안정화  | 계         |
| 제9차 계획 ('20~'34)  | 96,176       | 120,702  | 55,542   | 20,750  | 293,170   |
| 제10차 계획 ('22~'36) | 214,525      | 191,730  | 139,510  | 19,386  | 565,150   |
| 변동                | 118,349 ↑    | 71,028 ↑ | 83,968 ↑ | 1,364 ↓ | 271,980 ↑ |

자료: 한국전력(2023)

#### (4) 전력망 확충 현황 및 문제점

□ 송전선 건설 표준기간은 평균 9년이지만 건설 단계에서 다양한 이유로 사업이 지연되고 있음. 평균적인 송전망\* 건설지연 기간은 약 4~5년 임.

\*345kV 가공 선로 기준

- 입지 선정단계에서 사업추진을 원천적으로 반대하거나 입지선정위원회에서 운영에 협조하지 않는 경우가 빈번함.
- 사업 인허가 단계에서는 주민 열람·공고 및 설명회 거부나 관계기관 의견 회신 지연으로 사업이 신속히 진행되지 않음.
- 사업 시공단계에서는 지역주민의 공사 방해나 지자체 시공 인허가 비협조 등으로 가장 길게 사업이 지연됨.

[그림8] 송전설비 건설 단계별 소요시간 및 지연 원인



□ 평균적으로 송전망 건설은 약 5~6년 이상 지연되고 있으며, 사업 중 최대 150개월 이상 지연되고 있는 사업도 존재함.

- 서해안 발전소와 수도권을 연결하는 북당진-신탄정(345kV) 송전선로의 경우 기존 계획보다 150개월 지연됨.
- 동해안과 수도권을 연결하는 동해안-신가평 HVDC(500kV) 선로의 준공은 66개월 이상 미루어지고 있음.

[표5] 주요 송전망 건설지연 사례 (단위: 만 명, %)

| 구분         | 대상사업                      | 당초 목표   | 준공 시기   | 지연 기간 |
|------------|---------------------------|---------|---------|-------|
| 대규모 발전력 연계 | 500kV 동해안-신가평 HVDC(신한울NP) | '19.12. | '25.6.  | 66개월  |
|            | 345kV 북당진-신탄정(태안TP)       | '12.6.  | '24.12. | 150개월 |
|            | 345kV 당진화력-신송산(당진TP)      | '21.6.  | '28.12. | 90개월  |
| 산업시설 연계    | 345kV 신시흥-신송도 T/L(바이오)    | '23.6.  | '28.12. | 66개월  |
| 재생e 연계     | 345kV 신장성 변전소(서남해 해상풍력)   | '21.4.  | '27.9.  | 77개월  |

자료: 한국전력(2024)

□ 송전망 건설지연의 주원인은 대상지 주민과 지자체의 비협조, 전력망 건설을 위한 법·제도적 지원 체계 부족 등이라 할 수 있음.

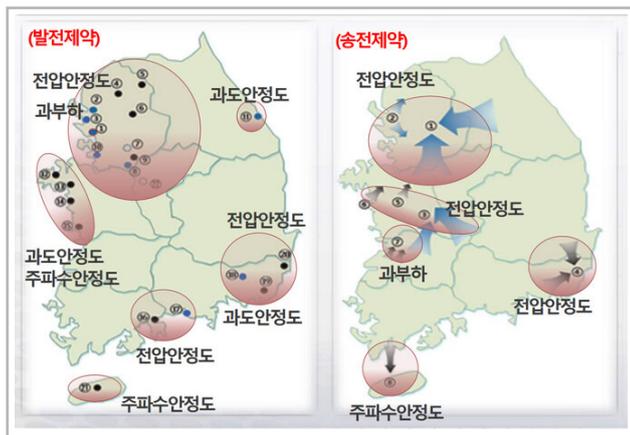
- 「송전설비주변법」 상 보상 범위가 제한되어 있으며 보상 수준 역시 불충분하다는 지적이 많음. 뿐만 아니라 경과지 지역주민 지원 사업의 실효성도 매우 부족한 상황임.

□ 또한 송전망이 부족한 지역에서는 안정적 전력계통 운영을 위해서 다수의 발전제약과 송전제약이 발생하고 있음.

- (발전제약) 개별발전기 혹은 특정 발전소에 있는 발전기 그룹의 발전력을 제한하는 것을 의미함. 현재 전국 20여 개소에 이르는 발전단지에 대한 다양한 발전기 출력제한 및 운전대수 제한이 존재함.
  - 이러한 발전제약은 특정 지역의 송전선 등 설비 과부하로 인한 전압안정도 등의 문제를 예방하기 위한 목적으로 도입 중임.
  - 그러나 특정 발전기를 대상으로 상시 운전, 조건별 축소 운전 등 발전기 출력을 경제적으로 이용하지 못하는 제약으로 작용함.

- (송전제약) 송전망에 흐르는 전력을 송전선의 (열)용량보다 낮은 수준으로 흐르게 하는 것을 의미함. 수도권 유통선로를 중심으로 호남-충청 연계선로 등 전국 8개소에서 적용되고 있음.
  - 이는 일정 수준 이상의 전력이 흐르게 되어 전력이 도달하는 곳의 전압안정도가 확보되지 못하는 상황 등을 사전에 방지하기 위한 목적으로 도입 중임.
- 발전제약과 송전제약 외에도 고장파급장치 설치 등 전력계통 안정성을 확보하기 위한 다른 방안도 함께 추진 중임.

[그림9] 국내 전력계통 제약



자료: 전력거래소(2023)

[표6] 국내 송전제약 개소와 현황

| 구분 | 송전제약 개소      | 제약선로                |
|----|--------------|---------------------|
| ①  | 수도권 유통전력     | 765kV 신중부-신안성#1,2   |
|    |              | 765kV 신태백-신가평#1,2   |
|    |              | 345kV 아산-화성#1,2     |
|    |              | 345kV 여주CC-신충주/신충주T |
|    |              | 345kV 신온양-서서울#1,2   |
|    |              | 345kV 신진천-신안성#1,2   |
|    |              | 북당진-고덕HVDC#1        |
| ②  | 인천지역 유출전력    | 345kV 신김포-서/신인천     |
|    |              | 345kV 가정-신가좌#1,2    |
| ③  | 호남-충청지역 유통전력 | 345kV 신옥천-세종#1,2    |
|    |              | 345kV 청양-신태정#1,2    |

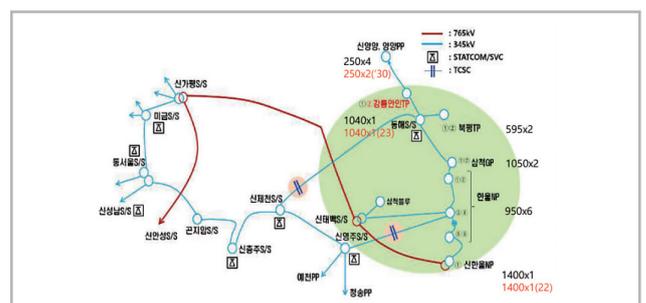
| 구분 | 송전제약 개소     | 제약선로                 |
|----|-------------|----------------------|
| ④  | 부산지역 유입전력   | 345kV 고리NP#2-신양산#1,2 |
|    |             | 345kV 신울산-북부산#1,2    |
|    |             | 345kV 울산화력-북부산#1,2   |
|    |             | 345kV 북부산-신김해#1,2    |
| ⑤  | 충청지역 송전제약   | 154kV 아산-예산#1,2      |
| ⑥  | 신서천화력 유출전력  | 154kV 서천-옥산#1,2      |
|    |             | 154kV 관창-청양#1,2      |
| ⑦  | 전북지역 송전제약   | 154kV 동군산-장항#1,2     |
|    |             | 154kV 동군산-군산#1,2     |
| ⑧  | 제주HVDC 유입전력 | HVDC#1(해남-제주CS)      |
|    |             | HVDC#2(진도-서제주CS)     |

자료: 전력거래소(2024)

□ 전국에서 발생한 다양한 송전제약으로 인해 전력 공급비용이 늘어나고, 계통 제약으로 인한 출력제어는 사업자 손실로 이어짐.

- 특히 동해안의 기저발전력을 수도권으로 수송하는 500kV 동해안-신가평 HVDC건설 지연으로 인해 발생한 동해안의 송전제약량은 2024년 현재 최대 7GW 수준으로 증가함.
- 동해안 전력계통 제약으로 해당 지역의 석탄발전을 수도권의 LNG 발전으로 대체할 때 발생하는 전력공급비용 증가분은 1GW 당 14.8(억원/1일), 5,402.3(억원/1년)에 이르는 것으로 추정됨.
- 2024년 10월 발전단가 중 석탄발전 단가(75.15원/kWh)와 LNG 복합화력발전 단가(136.82원/kWh)를 적용함.

[그림10] 동해안-수도권 송전망 구성



자료: 전력거래소(2024)

○ 전력망 부족은 발전사업자에게 손실을 발생시키고, 신규 발전사업 진행에도 영향을 미침.

- 대규모 정전 발생 우려로 인해 다수의 출력제어와 송전제약이 발생하여 사업자 손실을 유발하고 있으며, 이와 같은 전력계통 포화로 인해 호남지역의 경우 올해 9월부터 2031년까지 신규발전허가가 사실상 중단된 상태임.

**□ 아울러 10차 송변전설비계획에 반영된 사업의 준공 시기에 대한 불확실성도 큰 상황임.**

○ 과거와 같이 민원과 지자체의 비협조 등으로 상당 기간 지연될 것으로 우려되고 있음.

- 2024년 현재까지 총 307개 사업 중 준공 19건(6%), 착공 27건(9%), 입지 153건(50%), 준비 108건(35%)임 (동아일보).

**□ 한편 전력수송을 위한 송전망 수요 증가와 송전망 건설지연은 국내뿐 아니라 전 세계적인 현상임.**

○ 2050년 송전망 규모는 2021년 대비 2.4배 증가할 것으로 추정됨(IEA).

○ 미국의 경우 접속 대기로 추정되는 재생에너지 전력이 1,200(GW)로 추정된 바 있음('22년 기준).

**□ 주요국에서는 적기 전력망 확보를 국가적 현안으로 인식하고 다양한 방식으로 제도를 개선하고 있음.**

○ 주요국의 송전망 혁신은 특례법 제정(독일·미국), 참여 확대, 보상 합리화, 지중화 촉진, 공동 건설 등 다양한 영역에서 이루어지고 있음.

[표] 주요국 송전망 혁신 사례

| 항목     | 순위   | 구성요소  |
|--------|--|---|
| ① 특례법  | <br>(독일)    | <ul style="list-style-type: none"> <li>EnLAG('09) : 국가 필수 전력망 사업 명시, 인허가 최소화 및 분쟁절차 간소화</li> <li>NABEG('11) : 주(州)간 건설법을 연방법으로 통일, 보상체계 강화</li> </ul> |
|        | <br>(미국)    | <ul style="list-style-type: none"> <li>인프라법('21) : DOE의 국가 필수 전력망 사업 선정, FERC 강제승인 기준 개선</li> </ul>   |
| ② 참여   | <br>(독일)    | <ul style="list-style-type: none"> <li>송전망 계획단계부터 투명한 정보공개, 이해관계자 참여 의무화</li> </ul>   |
|        | <br>(미국)    | <ul style="list-style-type: none"> <li>송전망 계획·승인 숲 과정 이해관계자 참여, 진행과정 공개로 투명성 확보</li> </ul>  |
| ③ 보상   | <br>(독일)    | <ul style="list-style-type: none"> <li>8주 이내에 토지보상 합의한 경우 간소화 보상금 추가 지급(75% 수준)</li> </ul>  |
|        | <br>(네덜란드) | <ul style="list-style-type: none"> <li>6주 이내에 토지보상 합의한 경우 간소화 보상금 지급(20% 수준)</li> </ul>   |
| ④ 지중화  | <br>(독일)  | <ul style="list-style-type: none"> <li>국가 필수 송전망 사업 대상 주거지와의 근접성 등 특정 요건 만족시 지중화</li> </ul>   |
|        | <br>(덴마크) | <ul style="list-style-type: none"> <li>기존 송전망의 점진적 지중화 및 신규 송전망의 지중화 의무화 가이드라인 제정</li> </ul>  |
| ⑤ 공동건설 | <br>(미국)  | <ul style="list-style-type: none"> <li>NextGen 사업 : 미네소타주 고속도로, 통신망·HVDC 공동 연계</li> <li>SOO Green HVDC 사업 : 아이오와~일리노이주 철도, HVDC 연계</li> </ul>         |
|        | <br>(프랑스) | <ul style="list-style-type: none"> <li>Piedmont-Savoy HVDC 사업 : 프랑스-이탈리아 고속도로, HVDC 연계</li> </ul>   |

자료: 산업부(2024)

**III. 결론 및 시사점**

□ 우리나라는 중앙집중형 전력공급 시스템을 기반으로 안정적인 전력 공급을 해왔을 뿐 아니라 해외 대비 낮은 요금으로 전기소비자의 높은 만족도를 유지해 오고 있음.

- 안정적 전력공급의 대표 지표인 호당 정전 시간의 경우 우리나라는 9.05분('22)으로 독일 13.91분('16), 영국 46.5분('16), 프랑스 52.6분('16), 미국 284분('19) 등 주요국 보다 매우 낮은 수준임.
  - 2024년 8월 20일 역대 최대 전력수요 (97.1GW)가 발생하였지만, 설비예비율 54%, 공급예비율 8.5%를 기록하는 등 전국 단위의 전력수급은 매우 안정적임.
- 그러나 최근 지역별 전력수급 불균형이 심화하고 송전망의 포화로 다수의 발전 및 송전 제약이 발생하고 있음. 이에 국가 전체의 전력 공급 비용이 상승하고 있으며 전력 공급 안정성도 본격적으로 위협받고 있음.
- 국내 송전망 밀도는 이미 세계 최고 수준이나 국내 전력수급 특성으로 인해 향후 필요한 송전선로는 지속적으로 증가할 전망이다.
- 국내 송전망은 꾸준히 증설되었고, 이 결과 단위면적당 송전망의 분포는 세계 최고 수준의 밀도를 가지고 있음.
  - 송전선로는 2023년 35,596(c-km)에서 2036년(10차 계획) 57,681(c-km)로 1.6배 증가하고, 2050년에는 약 81,500(c-km)로 약 2.3배 증가할 것으로 추정됨(한국전력).
- 따라서 산업계와 전기소비자에게 안정적, 경제적, 친환경적인 전력을 공급하기 위해서는 전력망 특히 국가기간 전력망의 적시 확충이 가장 시급한 국가적 과제로 주목받음.
- 국가·경제 안보 및 첨단산업 경쟁력 확보와 직결된 핵심 전력망을 최우선으로 적기에 확충하기 위한 국가 차원의 지원체계가 필요함.
- 이에 정부 주도의 전력망 신속 건설을 위한 제도적 기반이 마련 「국가기간 전력망 확충 특별법」이 발의됨.
- 이 법안은 우리나라에서 유일한 송전사업자인 한전이 주도하여 추진하고 있는 송전망 확충 체계를 국가기간 전력망에 대해서는 정부 주도로 신속하게 건설하는 것을 주된 목표로 하고 있음.
    - 국가기간 전력망이란 345kV 이상의 선로 중 무탄소 전원(원전, 재생e)의 연계, 국가 첨단산업단지 공급을 위한 송·변전설비 가운데 위원회가 선정하는 사업을 의미함.
  - 지난 국회에서 폐기된 전력망 특별법은 22대 국회에 들어와 다수의 여·야 의원에 의해 발의되었음(총 10건, '24.11.19. 기준).
    - 21대 국회에서도 전력망 특별법이 발의되었지만, 국회 임기 만료 이전에 처리가 불발되어 법안이 폐기된 바 있음.
- 현재까지 발의된 법안이 공통으로 담고 있는 내용은 다음과 같음.
- 국무총리 소속 국가기간 전력망확충위원회 설치, 사업 관련 인허가 절차 개선, 사업구역 주민과 사업시행자에 대한 특별 지원 강화, 환경영향평가법 및 자연재해대책법 관련 특례 부여, 국가기간 전력망 확충 기본계획 수립 등임.
    - 국가기간 전력망 확충 위원회(범부처)운영을 통해 정부 주도의 전력망 건설 지원 체계를 구축하고자 함.
    - 속도감 있는 사업추진을 위한 인허가 제도의 획기적 개선을 도모함.

- 차별화되고 효율적인 보상과 지원으로 국민 피해를 최소화함과 동시에 사업의 추진 속도를 높이고자 함.
- 선제적으로 전력망 확충 계획을 수립하고 추진할 수 있도록 최장 30년에 이르는 국가기간 전력망 확충 기본계획을 수립하도록 함.

cf. 현재에는 전력수급계획의 일환으로 송전망 계획(15년)을 수립하고 있음.

□ 안정적이고 경제적인 전력공급은 에너지를 많이 사용하는 첨단산업을 포함한 산업계 전반의 경쟁력 확보에 필수적인 요소임. 이를 위해서는 강건하고 유연한 전력망이 대전제가 되어야 하므로 핵심 전력망의 적기구축을 위해 현행 건설체계의 한계를 극복한 국가기간 전력망 확충 특별법이 신속하게 제정될 필요가 있음.

- 조속한 입법화를 통해 사업준공에 대한 불확실성을 최소화할 수 있는 법·제도적 지원체계를 마련해야 함.
- 송전망의 확충은 국가적 전력공급비용 절감으로도 이어져 전기요금의 인상으로 어려움을 겪고 있는 산업계에 합리적으로 경제적 편익을 유발할 것으로 기대됨.
- 중장기적으로는 계통안정화 설비와 주요 송전망 투자에 민간이 참여할 기회를 점진적으로 확대하여 한전 등 전력회사의 재무적 부담을 감소시키고, 경쟁을 촉진하는 방안에 대해서도 검토가 필요할 것임.

# 국내 · 외 경제지표

## 1. 주요국 경제성장률

(단위: %)

|     | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|-----|------|------|------|------|-------|
| 한국  | -1.0 | 4.0  | 2.6  | 1.4  | 2.5   |
| 미국  | -3.5 | 5.7  | 2.1  | 2.5  | 2.8   |
| 중국  | 2.3  | 8.1  | 3.0  | 5.2  | 4.8   |
| 일본  | -4.8 | 1.7  | 1.1  | 1.9  | 0.3   |
| 유로존 | -6.6 | 5.4  | 3.5  | 0.5  | 0.8   |

주 : 2024년은 IMF 전망치임

## 2. 주요국 환율

(단위 : 원)

|        | 2021    | 2022    | 2023    | '24. 8월 | 9월      | 10월     |
|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 원/달러   | 1,188.8 | 1,267.3 | 1,289.4 | 1,335.3 | 1,319.6 | 1,383.3 |
| 원/100엔 | 1,030.2 | 953.2   | 912.7   | 921.8   | 924.5   | 902.2   |
| 원/위안   | 186.3   | 181.4   | 180.8   | 187.6   | 188.7   | 193.6   |
| 원/유로   | 1,342.3 | 1,351.2 | 1,426.6 | 1,479.6 | 1,474.1 | 1,502.2 |

주 : 말일 기준

## 3. 주요국 정책금리

(단위: %)

|     | 2021      | 2022      | 2023      | '24. 8월   | 9월       | 10월      |
|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|
| 한국  | 1.00      | 3.25      | 3.50      | 3.50      | 3.50     | 3.25     |
| 미국  | 0.00~0.25 | 4.25~4.50 | 5.25~5.50 | 5.25~5.50 | 4.75~5.0 | 4.5~4.75 |
| 중국  | 3.80      | 3.65      | 3.45      | 3.35      | 3.35     | 3.10     |
| 일본  | -0.10     | -0.10     | -0.10     | 0.25      | 0.25     | 0.25     |
| 유로존 | 0.00      | 2.50      | 4.50      | 4.25      | 3.65     | 3.40     |

## 4. 주요 원자재 가격

(단위 : USD/bbl, p)

|          | 2021  | 2022  | 2023  | '24. 8월 | 9월    | 10월   |
|----------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|
| 국제유가     | 69.4  | 96.4  | 82.1  | 78.4    | 73.3  | 72.0  |
| CRB 선물지수 | 232.4 | 277.8 | 263.8 | 282.0   | 284.9 | 279.9 |

주1) 유가는 두바이유 기준(연평균, 월평균)

2) CRB 선물지수는 천연가스 · 금 · 구리 · 니켈 · 옥수수 · 밀 등 주요 원자재 선물가격 평균하여 산출(말일 기준)