Monthly Report

전 력 시 장 동 향

Market Watch



2023년 1월

전력시장감시위원회

일러두기

□ **전력시장 감시위원회는,**

○ 공정한 전력거래의 구현과 경쟁적 전력시장 조성을 목적으로 전력시장운영규칙 제6.2.1조에 근거하여 설립되었으며, 전기사업법 제21조의 금지행위를 비롯한 전력시장에서의 제반 불공정 행위에 대한 감시 및 시정조치를 담당하고 있습니다.

□ **본 보고서는,**

○ 전력시장감시위원회가 전력시장의 동향을 정기적으로 파악하고 이상 현상을 신속하게 감지하여 시장감시업무를 효과적으로 지원하기 위해 작성한 월간 전력시장 분석보고서로써,

○ 시장감시지표는 시장운영 현황을 지표별, 기간별로 비교·분석함으로써 사업자 시장지배력의 잠재성 및 행사 여부, 시장구조 설계상의 개선사항 등을 파악하기 위한 기초 가이드입니다. 이 중 일부 지표들은 현재 변동비 반영 전력시장(CBP)의 특성상 그 내용이 의미하는 바가 제한적이기도 합니다. 그러나 향후 전력시장 구조가 선진형으로 발전할 경우를 대비하여 이 지표들의 지속적 분석이 그 의미를 갖습니다.

□ **본 보고서의 자료는,**

○ 초기정산 실적을 기준으로 월간 전력시장 운영실적, 월간 전력계통 운영실적을 참고하고 있습니다. 본 보고서의 내용 중 전력거래소 정산시스템으로부터 도출된 데이터는 수정정산 등의 사유로 인하여 추후에 변경될 수 있습니다.

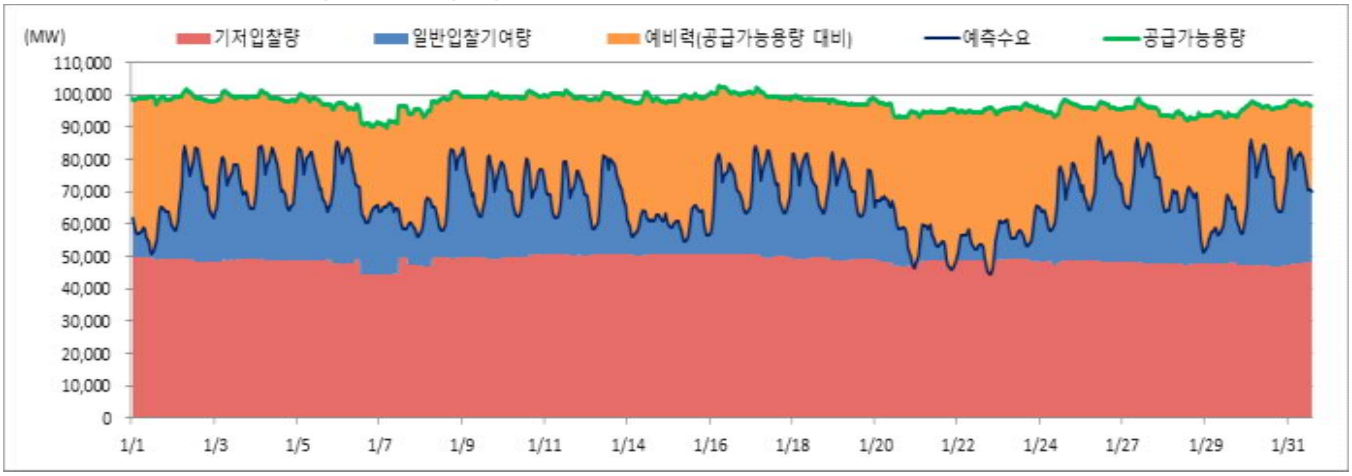
□ 본 보고서는 **전력거래소 홈페이지(new.kpx.or.kr)**에 게재하고 있으며, 보고서에 관해 문의사항이 있으면 **전력시장 감시위원회 사무국(☎061-330-8356)**으로 문의하시기 바랍니다.

2023년 1월 전력시장 개요

구분	세부 항목	단위	금월	전년동월	전월	증감 [%]	
						전년동월	전월
전력시장 참여 현황	회원 수	개사	5,513	4,936	5,454	▲11.7%	▲1.1%
	설비용량	MW	130,982	126,484	130,661	▲3.6%	▲0.2%
전력거래량 / 거래금액	월 거래량	GWh	50,387	51,353	52,086	▼1.9%	▼3.3%
	월 거래금액	억원	84,252	70,709	93,550	▲19.2%	▼9.9%
주요연료 열량단가	LNG 열량단가	원/Gcal	147,230	89,717	151,718	▲64.1%	▼3.0%
	석탄(유연탄) 열량단가	원/Gcal	56,891	35,748	61,854	▲59.1%	▼8.0%
SMP 및 정산단가	월 평균 통합SMP	원/kWh	240.81	154.42	267.63	▲55.9%	▼10.0%
	월 평균 정산단가	원/kWh	162.59	135.01	176.07	▲20.4%	▼7.7%
전력수요	최대전력수요	MW	92,613	89,352	94,509	▲3.6%	▼2.0%
	월 평균전력	MW	71,176	71,558	73,577	▼0.5%	▼3.3%

전력시장 현황

1. 전력수요와 공급가능용량



【지표 실적 요약】

단위 : MW

구분*	금월	전년동월	증감
공급가능용량	97,417	98,196	▼779
예측수요	68,078	67,885	▲193
기저 입찰량	48,913	48,535	▲378
일반입찰 기여량**	19,165	19,350	▼185
예비력***	29,338	30,312	▼974

* 시간대별 실적을 평균화한 값

** 기저 발전기들을 제외한 일반 발전기들의 입찰량(비중앙, PPA 포함) 중 하루전 발전계획 반영량으로 '예측수요 – 기저 입찰량'으로 산출

*** 공급가능용량 – 예측수요

□ **(공급가능용량)** 전년 동월 대비 발전기 계획예방정비량 증가 등으로 인하여 공급가능용량 감소

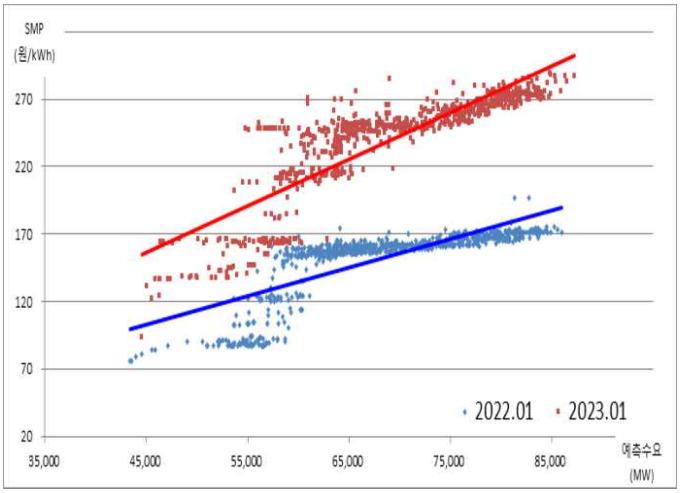
□ **(예측수요)** 금월 예측수요는 전년 동월(67,885MW)과 대비하여 193MW 증가한 68,078MW를 기록

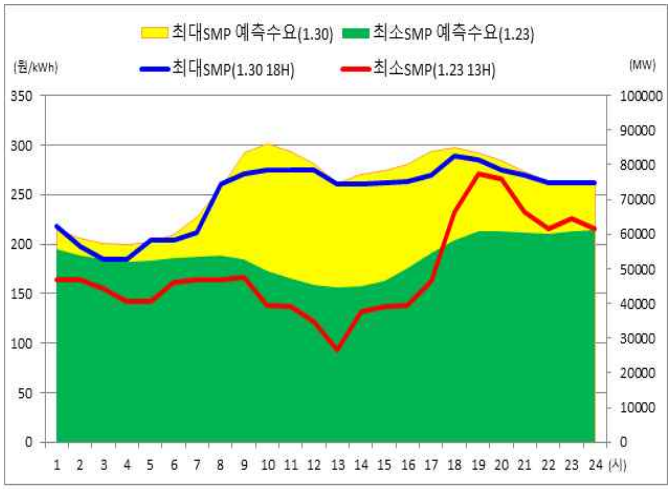
□ **(기저 입찰량)** 원자력·석탄 계획예방정비 증가 등 감소요인이 있으나 A_발전기(유연탄), B_발전기(원자력) 신설 등으로 기저 입찰량 증가

□ **(일반입찰 기여량)** 전년 동월과 대비 기저 입찰량의 증가로 일반입찰 기여량 감소

□ **(예비력)** 전년 동월 대비 공급가능용량 감소 및 예측수요 증가로 예비력 감소

2. 예측수요와 전력시장 가격





【지표 실적 요약】

구분	금월	전년동월	증감
상관계수* (시장가격 ↔ 예측수요**)	0.85	0.77	▲0.08
평균 통합 SMP*** [원/kWh]	240.81	154.42	▲86.39 +55.9%

* 두 변수 x와 y 서로 간의 관계의 정도($-1 \leqq r \leqq +1$)를 나타내며 $r=0$인 경우는 무관계, $r=-1$이면 완벽한 음의 상관관계, $r=+1$이면 완벽한 양의 상관관계

** 하루전 발전계획 수립 및 SMP 결정 시 적용되는 송전단 기준 예측수요

*** SMP(계통한계가격)은 거래 시간 별로 적용되는 전력량에 대한 전력시장의 가격을 말하며 육지 및 제주지역으로 구분되고, 여기서 나타내는 지표는 육지와 제주의 수요에 따른 시간대별 가중평균 SMP

□ **(상관계수)** 2023년 1월 계수는 전년 동월 대비 상승하여, 시장가격의 결정요인으로써 전력수요의 영향도 증가

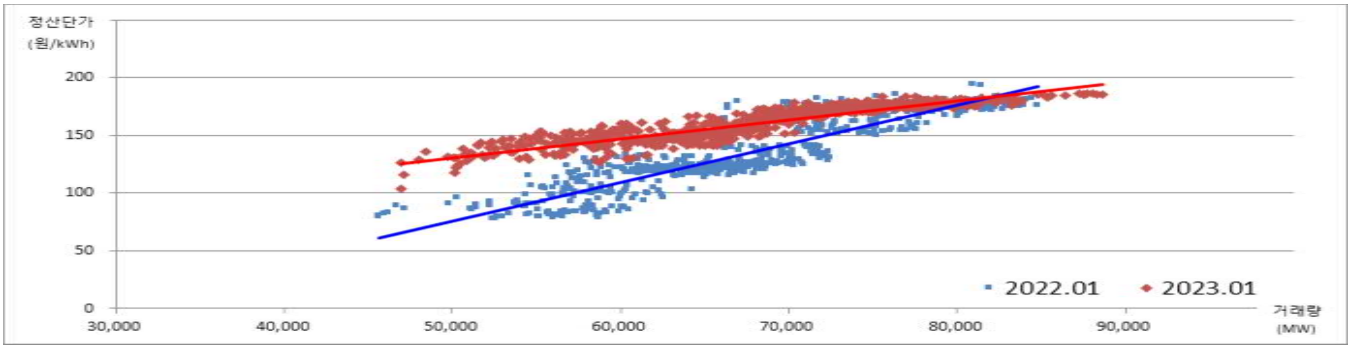
□ **(평균 통합 SMP)** 연료원별 열량단가 및 LNG발전기의 시장가격 결정비율 상승으로 전년 동월 대비 증가하였으며, 같은 이유로 최저·최고 실적도 같이 증가

【최저 · 최고 육지 SMP 실적】

구분	일시*	가격결정 발전기	금월	전년 동월	증감
최저 실적	2023. 1. 23. (월) 13H	C_발전기(유연탄)	93.58	76.27	▲17.31 +22.7%
최고 실적	2023. 1. 30. (월) 18H	D_발전기(LNG)	288.96	196.61	▲92.35 +47.0%

* 단위 H는 시간의 구간을 의미하며 예를 들어 04H는 03:00부터 04:00까지를 의미

3. 거래규모와 정산단가



【지표 실적 요약】

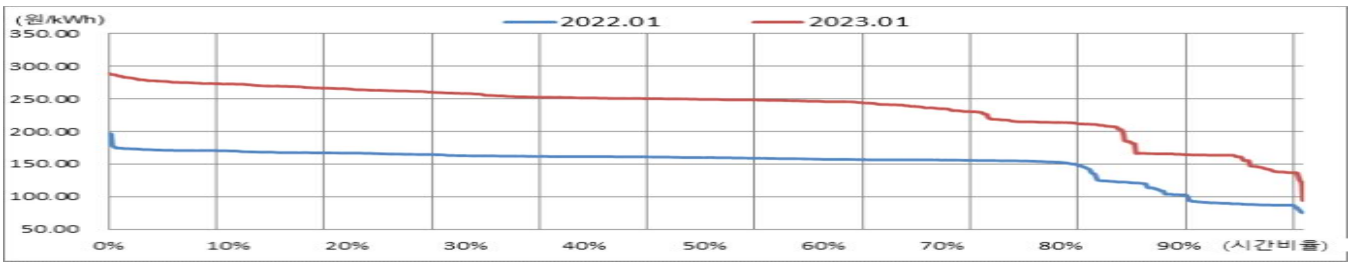
구분	금월	전년동월	증감
전력거래량 [GWh]	50,387	51,353	▼966 -1.9%
평균 정산단가*[원/kWh]	162.59	135.01	▲27.58 +20.4%

* 전력거래금액(RPS 의무이행비용과 배출권거래비용 제외) ÷ 전력거래량으로, 정산단가는 수정정산 등 사유로 조회 시점에 따라 변동 가능(확정치는 전력시장 통계책자가 발간되는 시점인 거래년도의 익년 6월 말에 결정)

□ **(전력거래량)** 설 연휴기간 포함 및 평균기온 상승(-0.8℃ → -0.6℃)으로 인한 난방수요 감소에 따라 전년 동월 대비 전력거래량 감소

□ **(평균 정산단가)** LNG, 석탄 열량단가로 인한 전력거래금액의 증가로 전년 동월 대비 상승하였으나, **긴급정산상한가격(육지 160.23원/kWh, 제주 227.06원/kWh) 시행으로 상승의 폭은 제한적**

4. 가격지속곡선(육지)

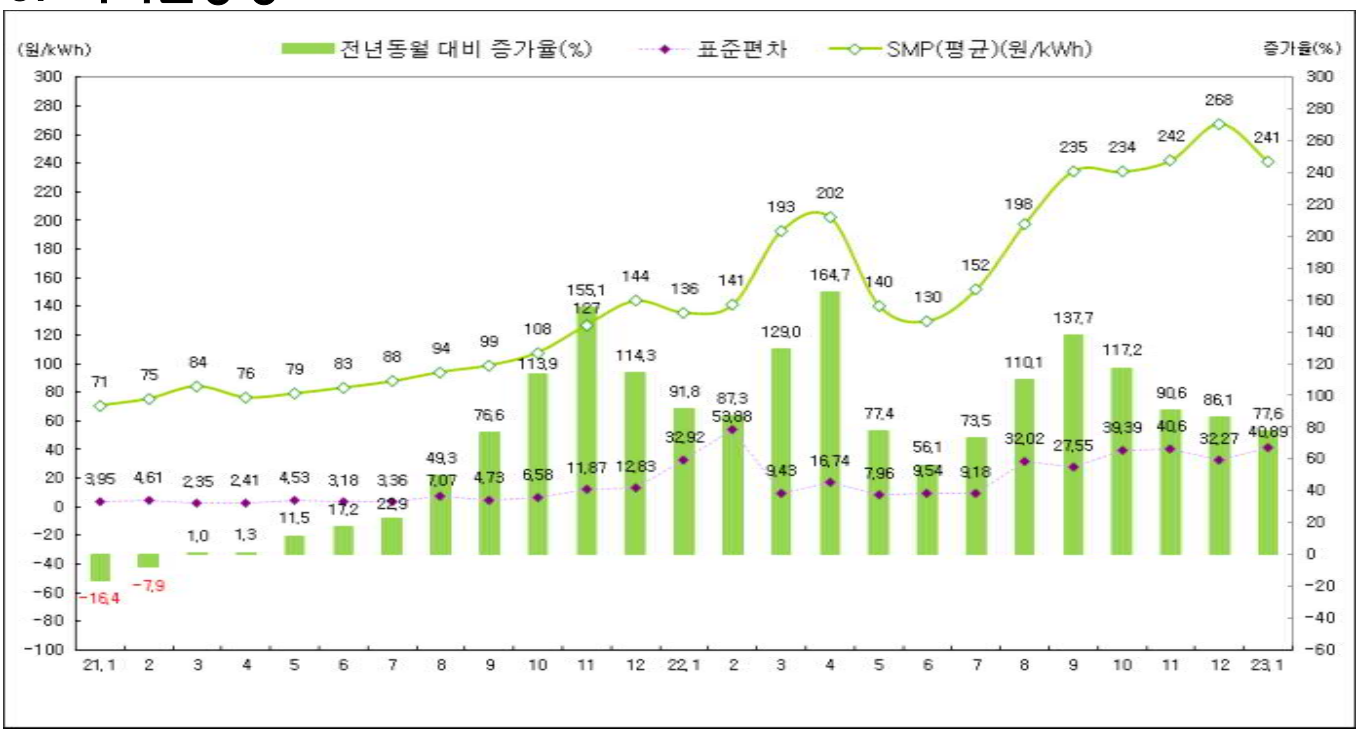


【금월, 전년 동월의 시장가격 구간별 분포도(%)】

육지 시장가격 [원/kWh]	금월	전년동월	증감 [%p]
100 미만	0.1%	9.7%	▼9.6
100 이상 ~ 150 미만	4.5%	9.4%	▼4.9
150 이상 ~ 200 미만	10.6%	80.9%	▼70.3
200 이상 ~ 250 미만	38.0%	0.0%	▲38.0
250 이상	46.8%	0.0%	▲46.8

□ **(시장가격)** 전년 동월 대비 연료원의 열량단가 상승 및 예측수요의 증가 등으로 인하여 200원/kWh 이상의 구간에서 가격결정 비율이 증가

5. 가격변동성



【지표 실적 요약】

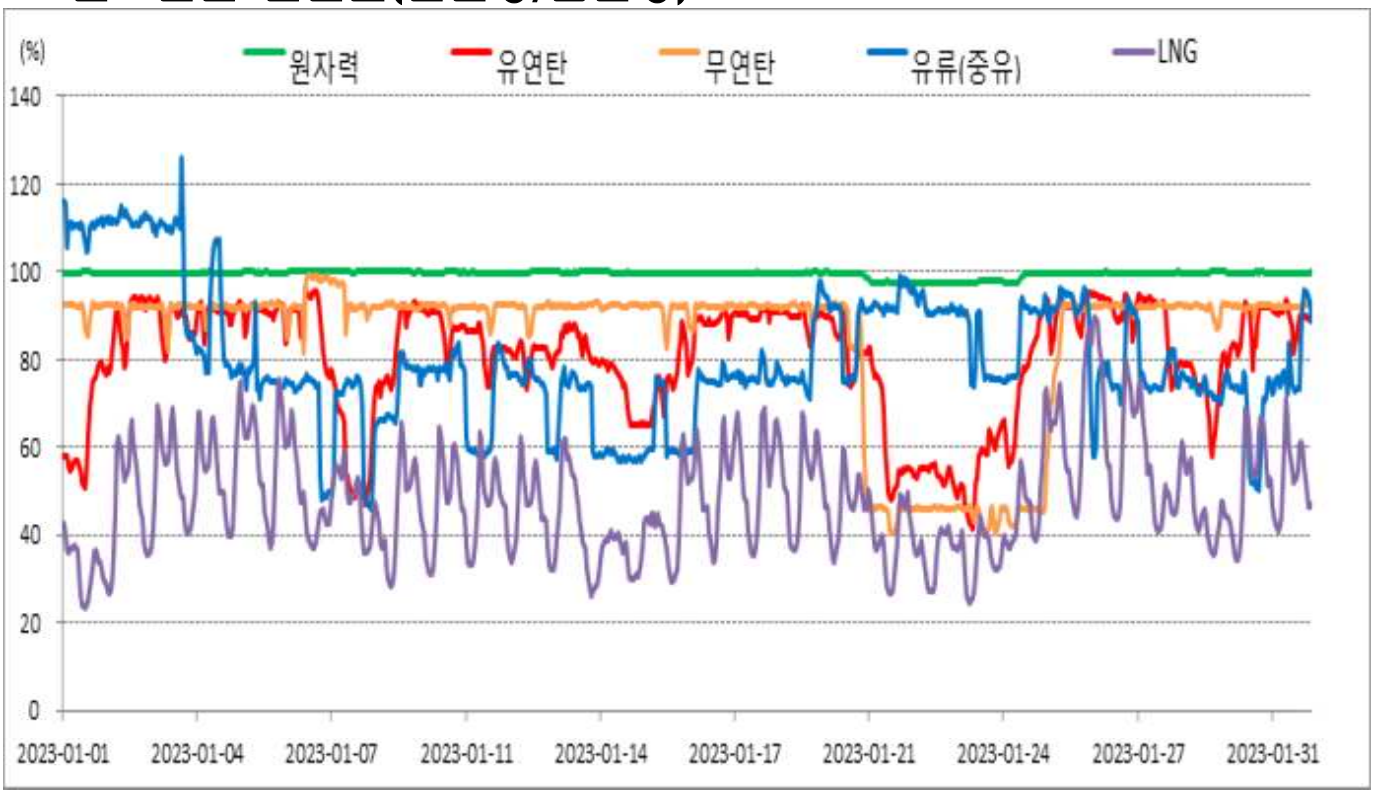
구분	금월	전년동월	증감
평균 통합 SMP* [원/kWh]	240.81	154.42	▲86.39 +55.9%
통합 SMP 표준편차**	40.89	32.92	▲7.97

* 육지와 제주의 수요에 따른 시간 가중평균 SMP

** 금월의 일별 SMP가 월평균 SMP를 중심으로 얼마나 분산되어 있는지 나타날 수 있는 대표적인 수치

□ **(통합 SMP 표준편차)** 금월 SMP 표준편차는 전년 동월(32.92) 대비 상승한 40.89를 기록하였으며, 이는 전력수요 증가에 따른 LNG·유류 발전기의 가격결정 증가 등이 주요 원인으로 판단

6. 연료원별 발전율(발전량/입찰량)



[지표 실적 요약]

연료원	입찰량 [GWh]		발전량 [GWh]		발전율 [%]	
	금월	전년동월	금월	전년동월	금월	전년동월
원자력	14,971	15,354	14,914	15,331	99.62	99.85
유연탄	21,142	20,747	17,084	17,756	80.81	85.58
무연탄	267	0	226	0	84.64	0
유류(중유)	103	966	81	449	78.64	46.48
LNG	31,271	31,605	15,030	14,972	48.06	47.37
종합*	68,804	69,596	50,639	51,353	73.60	73.79

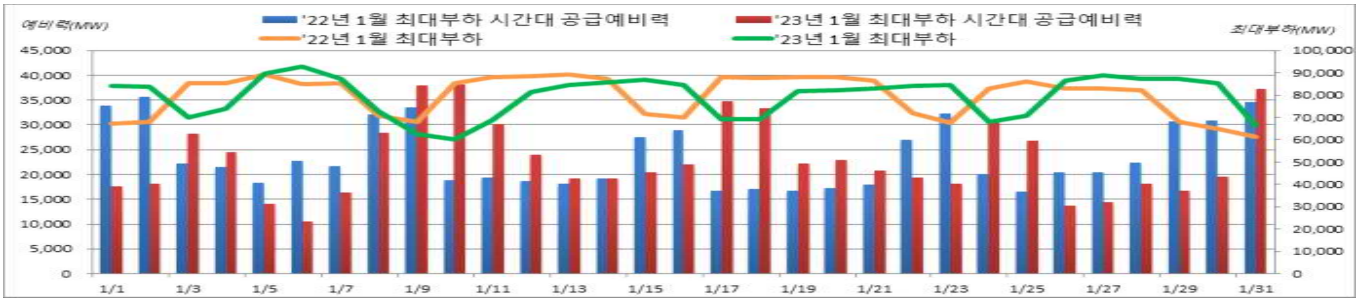
* 수력, 양수, LPG, 경유 등 전체 연료원 종합 수치

□ **(입찰량)** 전년 동월 대비 계획예방정비량 증가 등으로 입찰량 감소

□ **(발전량)** 설 연휴기간 포함 및 평균기온 상승(-0.8℃ → -0.6℃)으로 인한 난방수요 감소로 전년 동월 대비 발전량 감소

□ **(입찰 대비 발전율)** 전년 동월(73.79%) 대비 0.19%p 감소한 73.60%를 기록하였으며, 이는 전년 동월 대비 입찰량 감소(-1.1%)보다 발전량 감소(-1.4%)가 더 많았기 때문

7. 일별 공급예비력 추이



【지표 실적 요약】

구분	2022년		2023년	
	1.17(월) 17시*	1.5(수) 10시**	1.26(목) 11시*	1.26(목) 11시**
최대전력수요 [MW]	87,967	89,352	92,613	92,613
공급능력 [MW]	104,610	107,631	103,138	103,138
공급예비력 [MW]	16,643	18,279	10,525	10,525
공급예비율 [%]	18.9	20.5	11.4	11.4

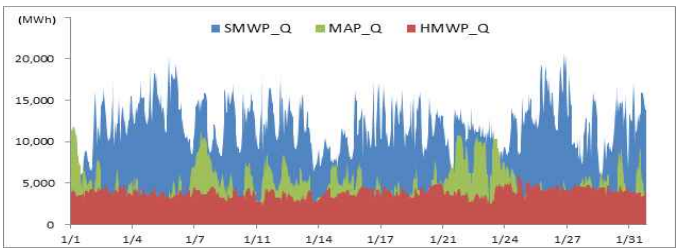
* 공급예비율이 가장 낮은 시간대 기준 실적
** 월 최대부하 시간대 기준 실적

□ **(최대전력수요)** 금월 26일 11시의 최대전력수요는 수요예측(93,500MW)* 대비 887MW 감소한 92,613MW

* 전력거래소 홈페이지 전력계통 운영정보 > 주간 수요전망 기준

□ **(공급예비력)** 금월 26일 11시 E_발전기(원자력), F_발전기(원자력) 등 14,966MW의 계획 예방정비로 인해 공급예비력은 10,525MW

8. 제약발전량



【제약발전량 내역(GWh)】



【전체 제약발전량에 대한 연료원별 점유율(%)】

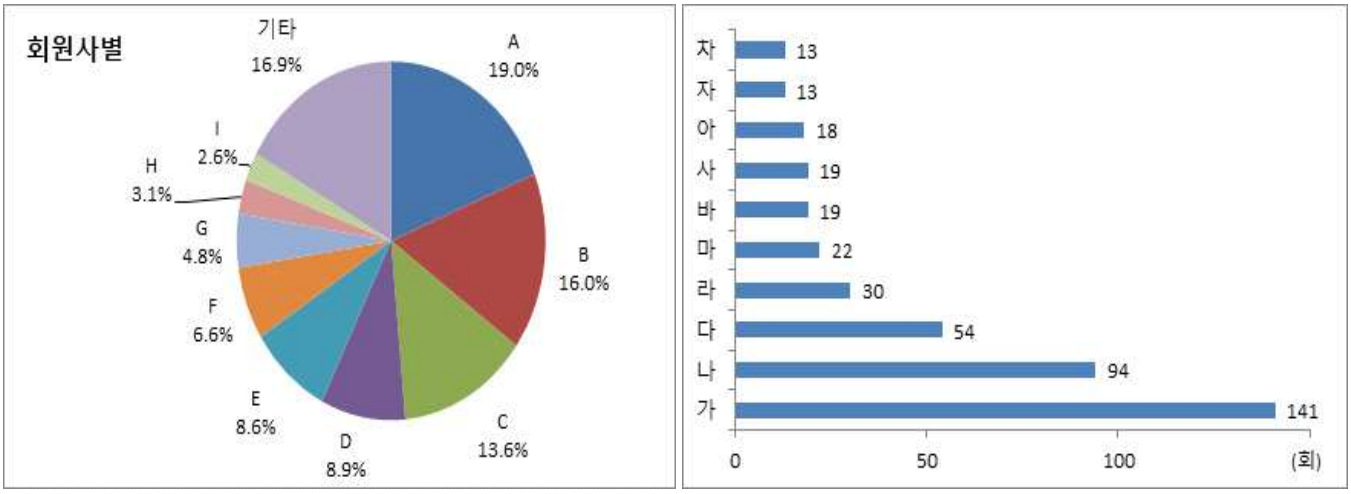
구분	금월	전월
MAP_Q*	3,778.2	4,799.6
SMWP_Q**	9,011.4	5,507.1
HMWP_Q***	2,913.8	1,378.1

원자력	석탄	양수·수력	유류	LNG	기타	합계
0	1.1	2.6	0.8	94.1	1.4	100

* MAP_Q(기대이익전력량) : 하루전발전계획 반영되었으나, 급전지시 감발 또는 정지 전력량
** SMWP_Q(계통제약발전량) : 송전제약, 수요예측 오차 등의 계통제약으로 발전한 전력량
*** HMWP_Q(열제약발전량) : 열제약 사유로 발전한 전력량

□ **(제약발전량)** 금월 제약량 세부내역을 보면 MAP_Q 3,778.2GWh, SMWP_Q 9,011.4GWh, HMWP_Q 2,913.8GWh를 기록

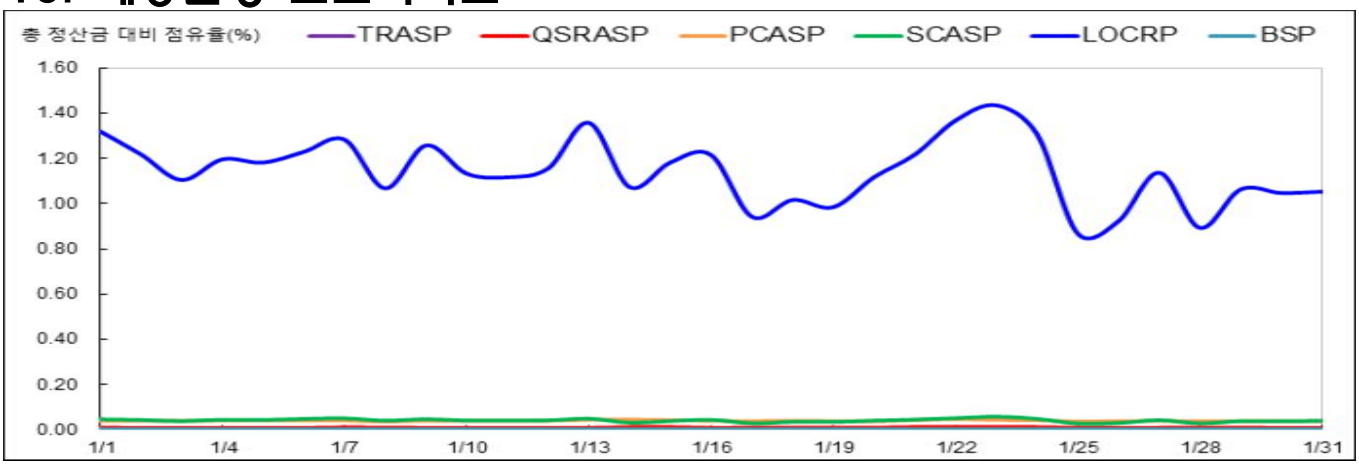
9. 실계통 한계발전기*



* 실계통 한계발전기 : 가격결정발전기와 달리 실제 계통운영 결과, 발전단가가 가장 높은 발전기를 의미

□ **(실계통 한계발전기)** 금월의 실계통 한계발전기로 비중이 가장 높았던 회원사는 19.0%의 비중을 차지한 A_회원사이며, 세부내역을 보면 A_회원사의 가_발전기(LPG)이 141회로 최대 횟수를 기록

10. 계통운영 보조서비스*



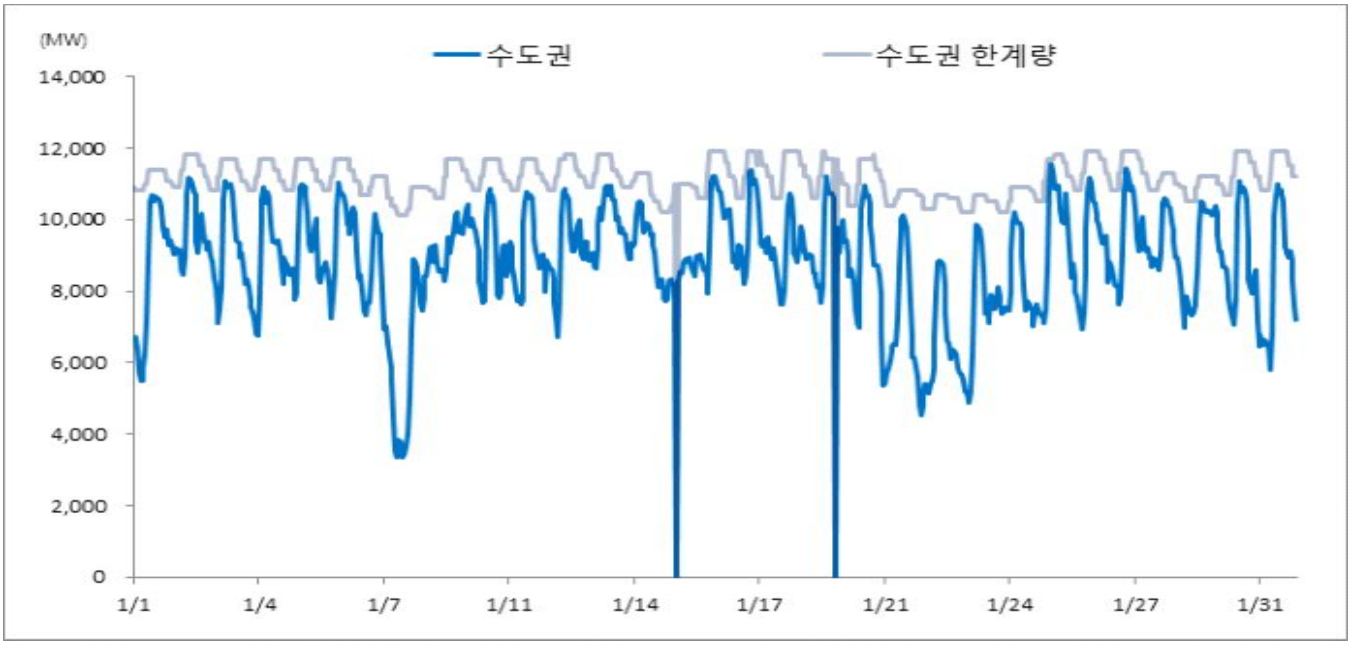
【보조서비스 정산금 세부 항목별 비율】

구분	TRASP	QSRASP	PCASP	SCASP	LOCRP	BSP
금월	0.1%	0.7%	3.4%	3.3%	92.3%	0.2%
전월	0.1%	0.7%	3.2%	3.4%	92.5%	0.1%

* TRASP 3차예비력정산금, QSRASP 속응성자원정산금, PCASP 1차 주파수제어서비스정산금, SCASP 2차주파수제어서비스정산금, LOCRP 예비력용량가치정산금, BSP 자체기동정산금

□ **(보조서비스 정산금)** 1,035억 원으로 총정산금 중 1.2%를 차지

11. 수도권 송전제약

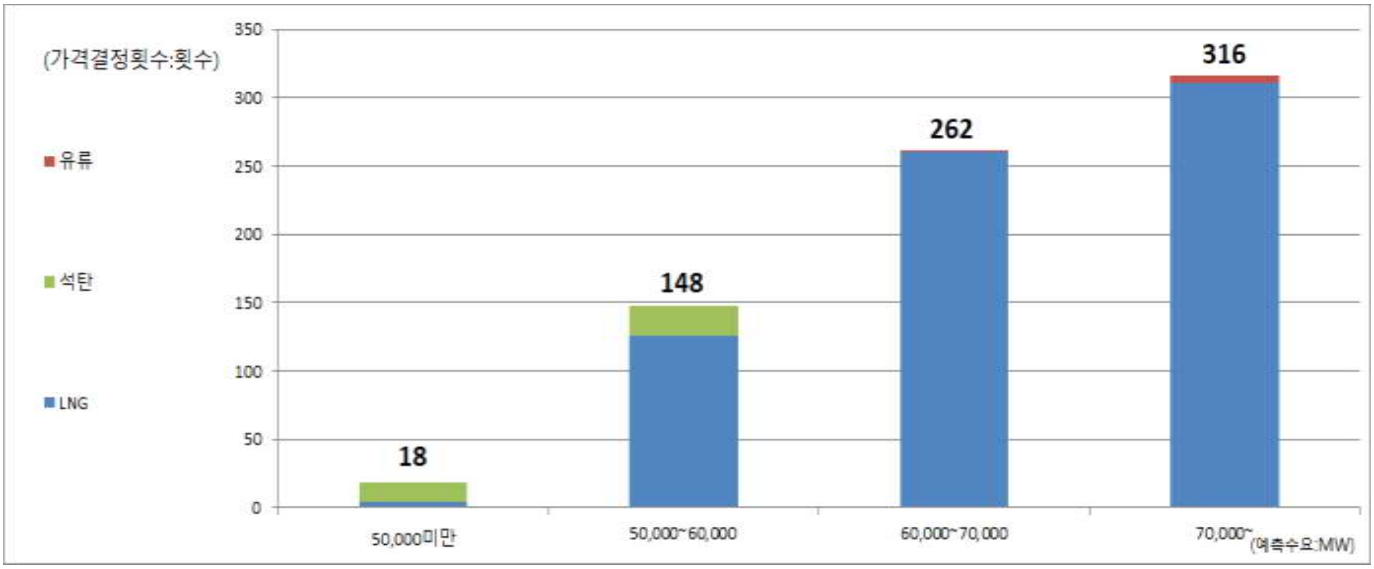


□ 금월 수도권 융통한계 대비 융통전력의 평균치는 78.8%를 점유

□ 금월 최대전력수요 발생 시(2023년 1월 26일, 11시) 수도권 융통선로의 융통한계(11,900MW) 대비 융통전력(10,781MW)은 90.6%를 점유

□ 금월 융통선로 마진이 가장 낮았던 시점은 1. 25(수) 11시이며 융통한계 대비 실적이 98.9%를 기록

12. 전력수요 수준별 가격결정 발전기



【지표 실적 요약】 단위 : 회

전력수요 [MW]		~ 50,000 미만	50,000 이상 ~ 60,000 미만	60,000 이상 ~ 70,000 미만	70,000 이상 ~
금월	LNG	4	126	260	311
	석탄	14	22	0	0
	유류	0	0	2	5
	계	18(2.4%)	148(19.9%)	262(35.2%)	316(42.5%)
전월		0	77	312	355
전년동월		8	142	303	291

□ (가격결정 발전기) G_발전기(LNG)의 시장가격을 결정한 횟수가 98회로 가장 많았으며, 각 전력수요 구간별로 0회, 0회, 49회, 49회의 가격결정

□ 50,000MW 미만 구간

○ H_발전기(유연탄, 8회), I_발전기(LNG, 4회), J_발전기(유연탄, 2회) 등

□ 50,000MW 이상 ~ 60,000MW 미만 구간

○ I_발전기(LNG, 50회), K_발전기(LNG, 14회), L_발전기(LNG, 14회) 등

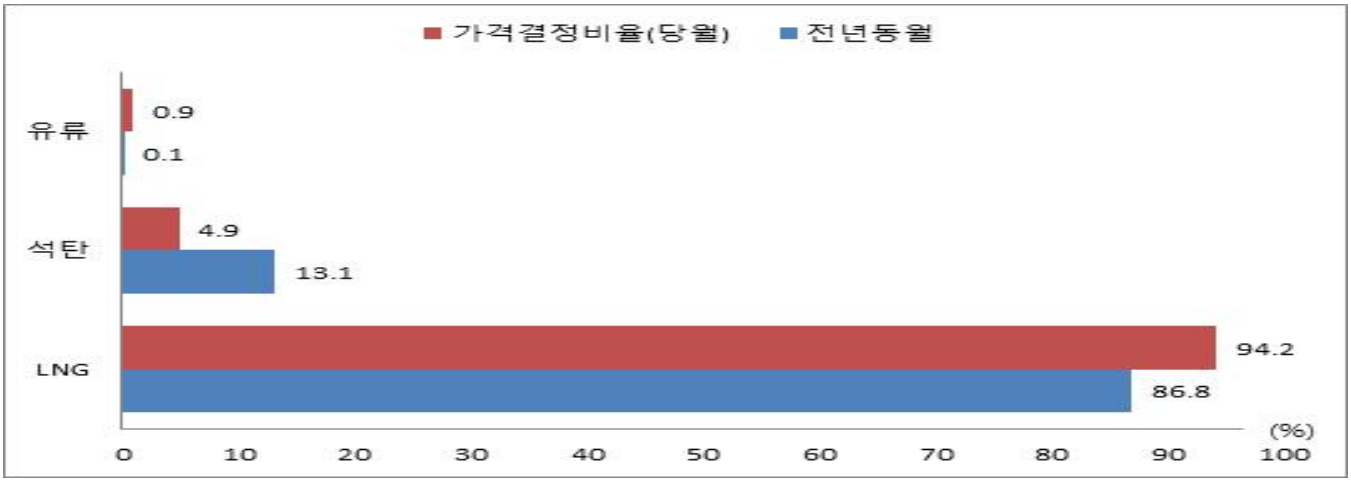
□ 60,000MW 이상 ~ 70,000MW 미만 구간

○ G_발전기(LNG, 49회), M_발전기(LNG, 32회), N_발전기(LNG, 27회) 등

□ 70,000MW 이상 구간

○ G_발전기(LNG, 49회), O_발전기(LNG, 39회), P_발전기(LNG, 20회) 등

13. 연료원별 시장가격 결정



【주요 연료원 열량단가 변동】

단위 : 원/Gcal

구분	금월	전년동월	증감
LNG	147,230	89,717	▲57,513 +64.1%
유연탄	56,891	35,748	▲21,143 +59.1%
유 류	160,490	95,674	▲64,816 +67.7%

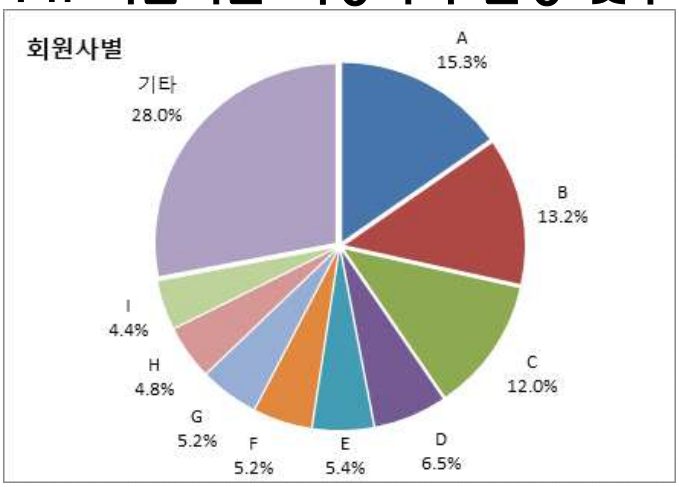
【연료원별 가격결정 횟수】

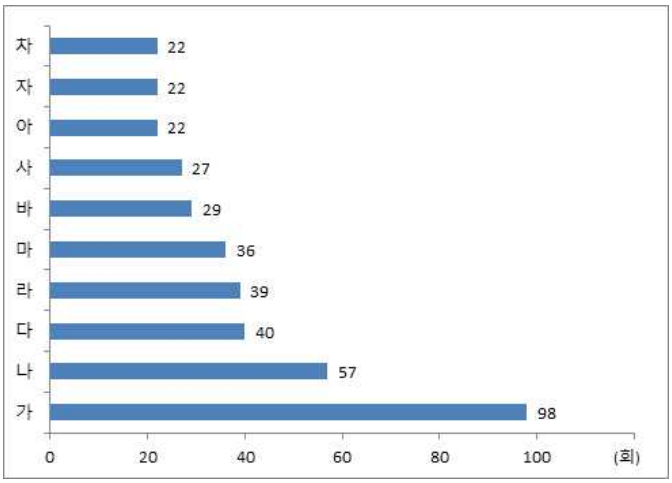
단위 : 회

구분	금월	전년동월	증감
LNG	701 (94.2%)	646 (86.8%)	▲55
석탄 (유연+무연)	36 (4.9%)	97 (13.1%)	▼61
유 류	7 (0.9%)	1 (0.1%)	▲6

□ **(연료원별 가격결정 횟수)** 전년 동월 대비 LNG, 유류의 가격결정 횟수는 증가, 석탄의 가격결정 횟수는 감소

14. 사업자별 시장가격 결정 횟수

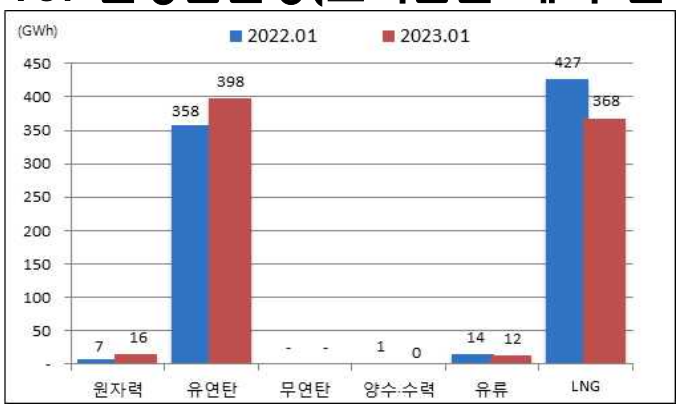


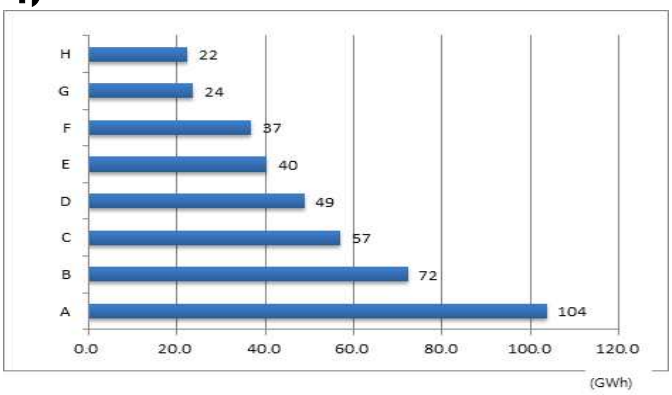


□ **(시장가격 결정 횟수)** 회원사 중 A_회원사(15.3%)이 최다로 시장가격을 결정, 발전기는 B_회원사의 가_발전기(LNG, 98회)가 가장 많이 결정

* 전년 동월 회원사는 D_회원사(15.2%), 발전기는 기타 회원사의 카_발전기(유류, 118회)이 가장 많이 결정

15. 변경입찰량(초기입찰 대비 편차)



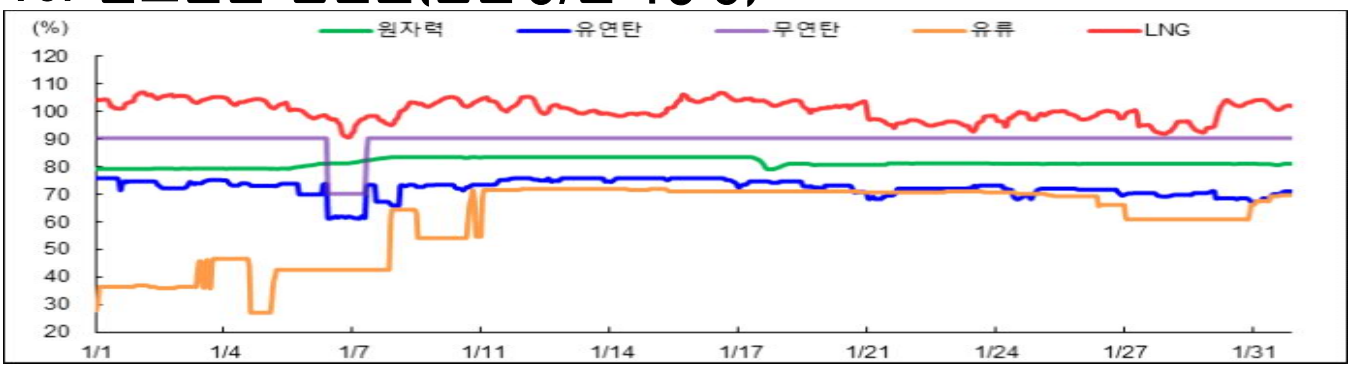


□ **(시간대별 평균 변경입찰량)** 금월 33.9GWh이며 전년 동월(33.5GWh)과 대비하여 높은 수준

□ **(연료원별 변경입찰량)** 유연탄, LNG, 원자력 순으로 많은 양 기록

□ A_발전기(원자력)는 터빈 진동에 따른 정비로 높은 변경입찰량 발생

16. 연료원별 입찰률(입찰량/설비용량)



【지표 실적 요약】

단위 : %

연료원	금월	전년동월	증감 [%p]
원자력	81.6	88.8	▼7.2
유연탄	72.5	74.6	▼2.1
무연탄	89.6	0.0	▲89.6
유류(중유)	61.3	88.3	▼27.0
LNG	99.8	102.3	▼2.5
종합*	70.6	74.0	▼3.4

* 모든 연료원 종합 수치

□ **(설비용량)** 전체 설비용량은 신재생 발전기 신설 등으로 전월 대비하여 321MW 증가

□ **(입찰량)** 총입찰량은 계획예방정비량 증가 등으로 인하여 전년 동월 대비 1.1% 감소한 68,804GWh 기록

□ **(설비용량 대비 입찰률)** 전년 동월 대비 계획예방정비량 증가(+61.1%)에 따른 입찰량 감소로 3.4%p 감소

17. 양수발전기 운영현황

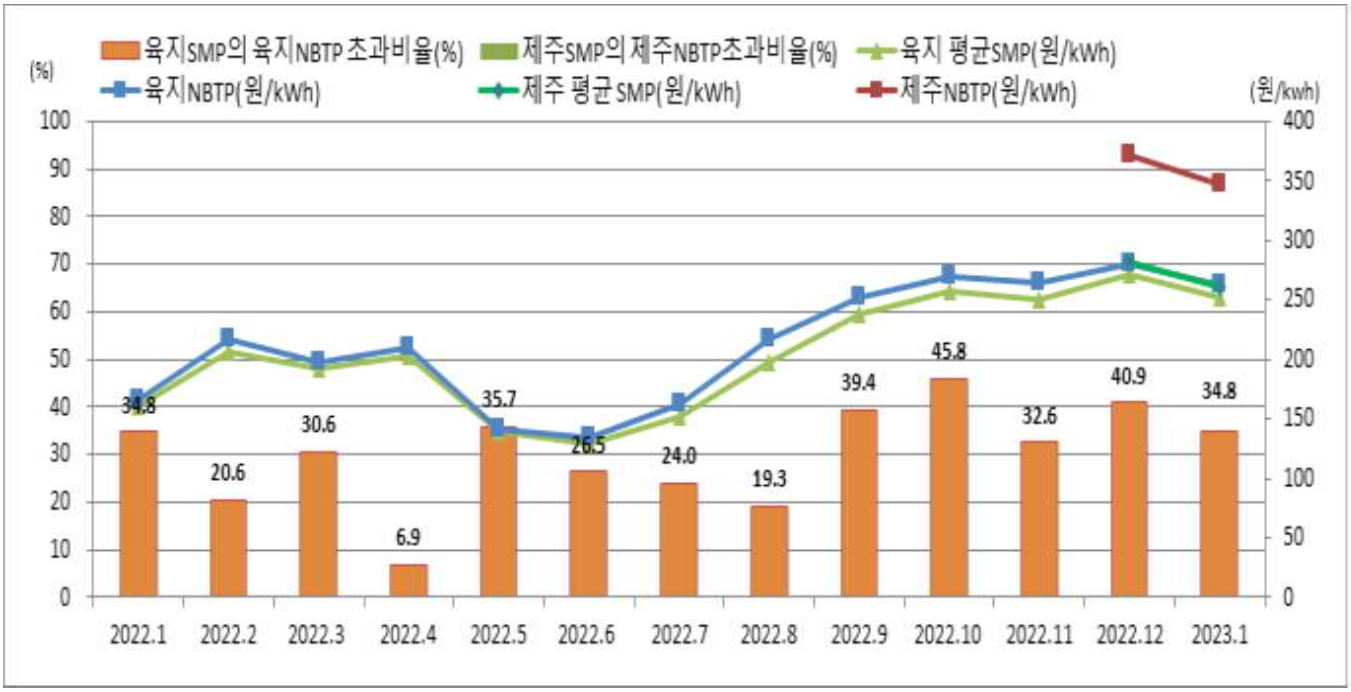
단위 : GWh, 억(원)

구분	양수 입찰량	양수량	발전 입찰량	발전량	양수 정산금	발전 정산금	양수 정산율*
금월	1.7	406.8	0.9	303.3	502.0	519.5	96.6%
전월	2.5	417.4	1.3	312.3	525.6	535.8	98.1%
전년동월	0.0	346.3	0.3	260.7	379.8	452.5	83.9%
전월 대비	▼0.8 -32.0%	▼10.6 -2.5%	▼0.4 -30.8%	▼9.0 -2.9%	-	-	-
전년동월 대비	▲1.7	▲60.5 +17.5%	▲0.6 +200.0%	▲42.6 +16.3%	-	-	-

* 양수정산금 / 발전정산금

□ **(양수정산율)** 금월 양수정산율(96.6%)은 전년 동월(83.9%) 대비 12.7%p 증가하였으며, 이는 양수발전기의 수익성 감소를 의미

18. SMP의 NBTP* 초과시간 비율



[지표 실적 요약]

연료원	금월	전년동월	증감 [%, %p]
육지 평균SMP(원/kWh)**	251.6	161.0	▲56.3%
육지 NBTP(원/kWh)	262.7	166.1	▲58.2%
육지 SMP의 육지 NBTP 초과비율(%)	34.8	34.8	-
제주 평균 SMP(원/kWh)**	261.9	-	-
제주 NBTP(원/kWh)	346.7	-	-
제주 SMP의 제주 NBTP 초과비율(%)	0.0	-	-

* 수요반응자원 순편익가격(NBTP, Net Benefit Test Price) : 수요반응이 유발한 도매시장의 가격하락으로 발생하는 판매 사업자의 이익이 수요자원에게 시장가격(SMP)로 보상하는 비용보다 크게 되는 최소의 도매시장가격으로, 수요관리사업자가 전력시장에 입찰할 수 있는 최소가격(원/kWh)을 의미

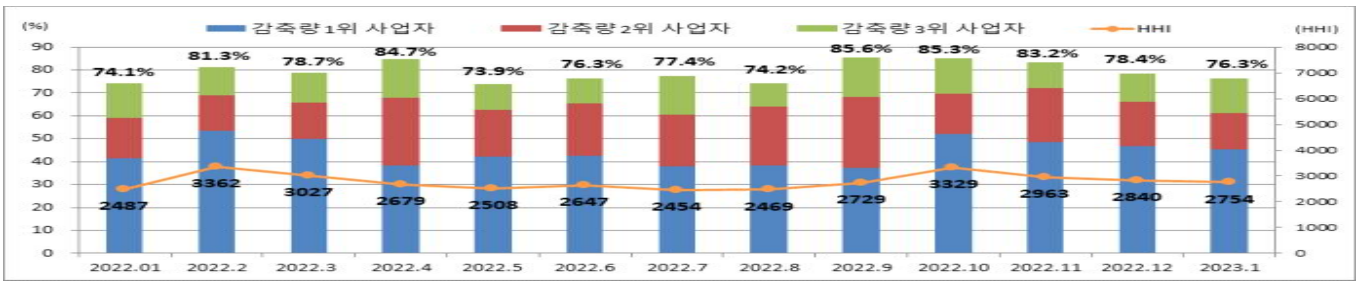
** 주말 및 공휴일을 제외한 날의 SMP 평균

□ **(육지)** 금월 육지 SMP(251.6원/kWh)가 육지 NBTP(262.7원/kWh)를 초과한 시간은 480시간 중 34.8%에 해당하는 167시간을 기록하였으며, 전년 동월 대비 주요 연료원의 열량단가 상승으로 SMP, NBTP 모두 상승

□ **(제주)** 금월 제주 SMP(261.9원/kWh)가 제주 NBTP(346.7원/kWh)를 초과한 시간은 480시간 중 0.0%에 해당하는 0시간을 기록

* '22년 12월 이후 제주지역 DR시장 분리 운영

19. 자발적DR의 감축량 시장 집중도(CR3 · HHI)

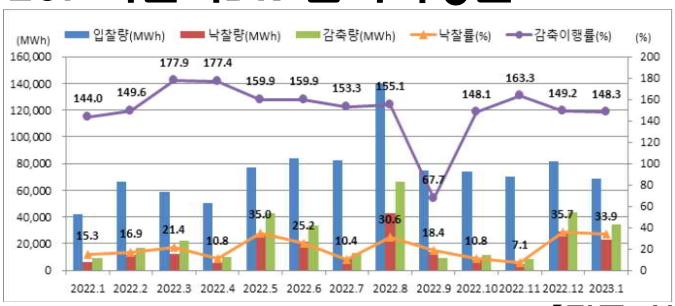


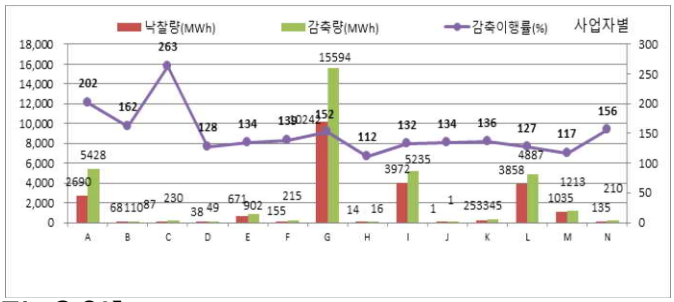
* 해외 선진 DR시장의 대표격인 미국 PJM의 경우 '22년 경제성DR 감축량 HHI가 평균 7,783, CR4가 85.3%로 국내 경제성 DR 시장 집중도 대비 훨씬 높은 수치를 나타냄
(참고자료 : 2022 State of the Market Report for PJM)

□ (HHI) 월별 자발적DR 감축량 기준으로 산정한 HHI를 살펴보면 2022년 1, 7, 8월을 제외하고 2,500 이상으로 매우 집중된 수준

□ (CR3) 월별 자발적DR 감축량 기준으로 산정한 CR3는 76.3으로 전년 동월 대비 높은 수준을 기록

20. 자발적DR 감축이행률





【지표 실적 요약】

구분	금월	전년동월	증감 [%, %p]
입찰량(MWh)	68,484	41,737	▲64.1%
낙찰량(MWh)	23,219	6,402	▲262.7%
감축량(MWh)	34,434	9,216	▲273.6%
낙찰률(%)	33.9	15.3	▲18.6%p
감축 이행률(%)	148.3	143.9	▲4.4%p

* 전력시장운영규칙 제12.4.2.6조에 의거, 자발적 수요감축의 감축시행일별 평균 감축이행률이 거래별로 80% 미만인 횟수가 3회 이상인 경우 입찰을 제한

□ **(낙찰률)** 전년 동월 대비 입찰량 및 전력수요의 증가로 인해 낙찰량이 증가하였으며, 낙찰률은 33.9%를 기록하여 18.6%p 상승

□ **(감축 이행률)** 금월의 자발적 DR 감축 이행률은 148.3%이며, 사업자별 자발적 DR 감축 이행률은 모든 회원사가 80% 이상 기록

21. 신뢰성DR 감축이행률

□ (신뢰성 DR) 금월 신뢰성 DR 실적은 없음

지표해설

전력시장 현황

1. 전력수요와 공급가능용량

하루전발전계획 수립 시 사용되는 예측수요와 기저입찰량 등에 의해 일반발전기의 반영정도가 결정된다.

- 기저입찰량, 예측수요, 공급가능용량 : 시간대별 실적을 평균화한 값
- 일반입찰기여량 : 예측수요 - 기저입찰량
- 예비력 : 공급가능용량 - 예측수요

2. 예측수요와 전력시장가격

시장가격은 전력수요, 공급가능용량, 연료가격 등에 의해 영향을 받는데, 동 지표는 전력수요와의 상관계수 추이, 등락을 보고 시장가격에 대한 영향정도를 파악한다. 시장가격과 전력수요(송전단 예측수요)간의 상관계수가 상승하였다면, 이는 시장가격 결정요인으로서 전력수요 영향도가 커졌음을 의미한다.

이와 함께 시장가격과 전력수요의 평균, 증가율, 최대, 최소 시점 등 각 요소 간 연관관계를 분석할 수 있다.

- 계통한계가격(원/kWh)(System Marginal Price) : 거래 시간 별로 적용되는 전력량에 대한 전력시장가격을 말하며 육지 및 제주지역으로 구분

3. 거래규모와 정산단가

시장참여자의 거래량 및 시장규모를 가늠함으로써 정산단가*가 급등한 시점을 파악할 수 있다.

* 정산단가 : 전력시장에서 전력거래 시 전력공급자(전력구매자)가 받아야 할 금액(부담해야 할 금액)을 산출하여 계산한 단위당 가격

- **비중앙 포함**

4. 가격지속곡선

가격지속곡선은 월간 시장가격의 분포를 시간 비율로 나타낸 것으로 전력수요, 연료가격, 설비용량 변동 추세 등을 간접적으로 반영한다.

- **제주와 비중앙 제외**

5. 가격변동성

금월 통합SMP와 전년동월 대비 증가율을 살펴볼 수 있으며 표준편차를 통해 통합SMP*의 분산 정도를 파악할 수 있다.

* **통합 SMP** : $\frac{(육지SMP \times 육지예측수요) + (제주SMP \times 제주예측수요)}{육지예측수요 + 제주예측수요}$

전력계통 현황

6. 연료원별 발전율

실계통운영 결과인 발전율을 살펴봄으로써 특정 발전원 발전기의 정책적 가동, 임의적인 급전지시, 발전기 정지와 연료가격 등락에 따른 발전 기회 증감 등을 간접적으로 파악할 수 있다. 우리나라 전력시장은 발전비용이 낮은 순으로 계통에 투입되므로 일반적으로 수력, 양수, 원자력과 석탄 발전기가 높은 발전율을 보이고 복합, 유류기력, LNG기력 순으로 낮아진다.

7. 일별 공급예비력 추이

일반적으로 전력수요가 감소하는 봄과 가을에는 대용량 발전기들이 대거 예방정비에 착수하며, 냉방부하로 전력수요가 급증하는 여름이나 난방부하로 전력수요가 급증하는 겨울에는 공급가능용량을 최대로 확보하는 모습을 보인다.

8. 제약발전량

부가비용(Uplift)의 대부분을 점하고 있는 제약량(MAP_Q, HMWP_Q, SMWP_Q)과 연료원별 제약발전(HMWP_Q+SMWP_Q) 점유율을 살펴볼 수 있다.

- MAP_Q(기대이익전력량): 하루전발전계획에 반영되었으나, 급전지시에 의해 감발 또는 정지하는 전력량
  SMWP_Q(계통제약발전량): 송전제약, 수요예측 오차 등의 계통제약으로 발전한 전력량
  HMWP_Q(열제약발전량): 열제약 사유로 발전한 전력량

9. 실계통한계발전기

가격결정발전기와 달리 실제 계통운영 결과, 어떤 발전기가 발전단가가 가장 높은 발전기(실계통한계발전기*)로 투입되었는지를 파악하여 차이가 많을수록 각종 제약이 많이 발생했음을 의미한다.

* 실계통한계발전기: 발전량(계량값)이 0이 아닌 발전기 중 발전단가가 가장 높은 발전기를 시간대별로 집계한다. 단, 자기제약에 의해 발전한 발전기, 수력·양수, 제주 발전기는 제외한다.

- 비중앙 제외

10. 계통운영 보조서비스

항목별 보조서비스 정산금 추이 및 전력량정산금 대비 비중, 계통요구량 급변동 시점을 파악할 수 있다.

- TRASP 3차예비력정산금, QSRASP 속응성자원정산금, PCASP 1차 주파수제어서비스 정산금, SCASP 2차주파제어서비스 정산금, LOCRP 예비력용량가치 정산금, BSP 자체기동정산금

11. 수도권 송전제약

융통 한계량 초과가 예상될 경우, 통상 수도권 발전기의 발전을 지시하거나, 기동 중 한계량을 초과하여 수도권 부하를 차단하는 고장파급방지 시스템(SPS)을 운전함으로써 상정고장에 대비한다.

최대전력수요 발생 시 수도권 송전제약의 실적과 금월 융통선로 마진*이 낮았던 시점을 살펴볼 수 있다.

* 융통선로 마진 : (수도권 실적/수도권 한계량)/수도권 한계량×100[%]

사업자 행동

12. 전력수요 수준별 가격결정 발전기

금월 전력수요* 추세와 수요*구간에 대한 연료원별 가격결정 횟수를 살펴볼 수 있다.

* 여기서의 수요는 실적수요가 아니라 가격결정의 근간이 되는 예측수요 기준이다.

- 제주와 비중앙 제외

13. 연료원별 시장가격 결정

연료원별 가격결정 비율을 통해 전력수요 및 연료원별 열량단가·공급가능용량 등에 따른 가격결정 지배적 연료 변화를 살펴볼 수 있다.

- 비중앙 제외

14. 사업자별 시장가격 결정 횟수

가격결정 점유율(횟수)이 높은 회원사 및 발전기를 통해 지배적 사업자·발전기를 살펴볼 수 있다.

- 비중앙 제외

15. 변경입찰량

변경입찰은 시장가격에 영향을 미쳐 부가비용(Uplift)을 증가시키며, 초기입찰의 부정확성은 사업자의 부주의나 의도적인 행위뿐 아니라 발전소 현장 상황 변경(설비고장, 시험운전 등), 발전원별 특성에 따른 환경요인(기온, 해수온도 등) 등에 의해 발생한다.

- 일반적으로 원자력은 해수온도, 복합은 기온, 수력은 강우에 따라 출력이 변동함

16. 연료원별 입찰률

해당 입찰률은 설비용량 대비 입찰용량으로 비중앙 포함(PPA 제외) 수치이며, 연료원별 입찰률 급등락시점을 파악하여 시장환경 변화와 발전기 정지, 공급가능용량 축소를 통한 사업자의 전략적 행위 가능성을 감지할 수 있다.

- 비중앙 포함

17. 양수발전기 운영현황

전력시장운영규칙 [별표4] 입찰 운영 절차 중 6.3.3.5*의 연간 기준을 월 누계 값으로 산정해보았다. 7대의 양수발전기별 양수입찰량 합산 값과 발전입찰량 합산 값을 통해 양수발전기 허용편차율을 산출하여, 발전-펌핑 연계 규정 준수 여부를 간접적으로 파악하였다.

- 효율 0.79 : 7대의 양수발전기별 종합효율을 평균화한 값

* [별표4] 입찰 운영 절차

6.3.3.5 양수발전기의 발전입찰량과 양수입찰량은 상호 연계하여 제출하여야 한다. 연간 허용편차율을 10% 이내로 유지하여야 하며, 양수발전기별 허용편차율은 연간 기준으로 아래 산식에 따라 산정한다.

• 양수발전기별 허용편차율 산식 : |(발전입찰량-펌핑입찰량×효율)÷발전입찰량|

- 각 시간대별 가중평균 SMP를 토대로 양수시간대(1~8H) SMP 평균값, 발전시간대(9~24H) SMP 평균값을 산출하여 양수발전기 수익성 흐름을 파악할 수 있다.

수요자원 거래시장

18. SMP의 NBTP 초과시간 비율

수요반응자원의 낙찰 가능성 있는 시간비율을 산출함으로써, 수요자원시장 현황을 파악할 수 있다.

19. 자발적DR의 감축량 시장집중도(CR3·HHI)

자발적DR 감축량 상위 3개 사업자의 시장점유율 및 HHI 산출

- HHI(Herfindahl-Hirschman Index)는 시장지배력 행사 가능성을 시장구조적인 측면에서 파악하기 위해 사용하는 지표이다. 공정거래위원회의 기업결합심사기준(공정위 고시 제2011-12호)에 의하면 HHI 기준 시장집중도 판단기준은 HHI<1200(경쟁적, unconcentrated), 1200≤HHI≤2500(다소 집중됨, moderately concentrated), 2500≤HHI(매우 집중됨, highly concentrated)임

20. 자발적DR 감축 이행률

자발적DR 사업자의 감축 이행정도 및 신뢰성을 평가하기 위한 지표이다.

- 감축이행률(%) = 감축량/낙찰량×100
- 자발적DR은 자발적 참여시장으로 전력시장에서 발전기와 동일하게 입찰에 참여함으로써 낙찰 시 고비용 발전기 가동을 대체하고 전력공급비용을 감소시키는 효과를 볼 수 있음. 수요반응자원의 감축계획량은 가격결정 발전계획에 따라 배분됨. 거래 당일 실제 감축이 이루어진 후, 감축량 확인, 정산금 지급 및 미이행에 대한 제재 등이 이루어짐.

21. 신뢰성DR 감축 이행률

신뢰성DR 사업자의 감축 이행정도 및 신뢰성을 평가하기 위한 지표이다.

- 감축이행률(%) = 감축량/감축지시량×100
- 신뢰성DR은 의무적 참여로 수급비상 예상 시 전력수요를 감축함으로써 발전기 건설을 대체하는 효과를 볼 수 있음. 평일 9시에서 20시(12시~13시 제외)의 가용시간에 대해 기본급을 보상받고, 전력수요감축량에 따라 실적급이 지급됨