

## 供应韧性有余，需求仍显不足

走势评级: TTF:震荡/HH:震荡  
报告日期: 2023 年 12 月 25 日

### ★美国核心矛盾在于供应的韧性过强:

美国天然气供应的韧性十足，即使价格跌到很低的水平，也未见钻机数量的下降。气价对于供应的传导存在一定程度的失灵。然而低气价对于刺激边际需求的作用在 2024 年将会明显减弱。我们预期 2024 年电力总量需求依然下行，气电在 2023 年实现的高增长在 2024 年很难复制，甚至连维持 2023 年的水平也并非易事。LNG 出口可以舒缓一部分供应压力，但是在需求侧同样遭遇下行压力之下将会显得力所不及。

### ★欧洲需求崩塌是一场接力赛:

欧洲的主要问题在于需求，而非像美国是供应。工业和居民商业主导了 2022 年的需求塌陷，而电力部门则接力了 2023 年的需求下降。工业部门需求在 2H23 出现了一定幅度的修复，我们预计修复可能会持续至 2024 年，幅度可能会更小。但是电力部门在 2024 年继续承压，最终的结果可能是工业的修复与电力的萎缩相互抵消。需求边际上变化更多是看天气。

### ★投资建议:

展望 2024 年美国天然气市场供需平衡表，我们预期依然是过剩的。由于 Nymex 已经下跌至非常低的水平，价格继续下跌的空间也变得更为有限。我们预计 2024 年 Nymex 均价会在 2023 年均值 2.6USD/MMBtu 基础上进一步下移至 2.2USD/MMBtu。波动率将会进一步回归，带来的结果是更加沉寂的市场。随着美国出口产能的进一步扩张，TTF 对 HH 价差预计将进一步收窄。

即使欧洲存在一定向上修复的动力，新投产的 LNG 接收站以及全球新增 LNG 液化产能，将会弥合供需潜在的缺口。2023 年 TTF 均值大约为 40Eur/MWh，我们预计 2024 年均值进一步下降至 30Eur/MWh，波动区间或收窄至 20-50 Eur/MWh。

### ★风险提示:

气温异常变化，地缘政治危机等。



东方证券  
ORIENT SECURITIES

期货

金晓 首席分析师（能源与碳中和）

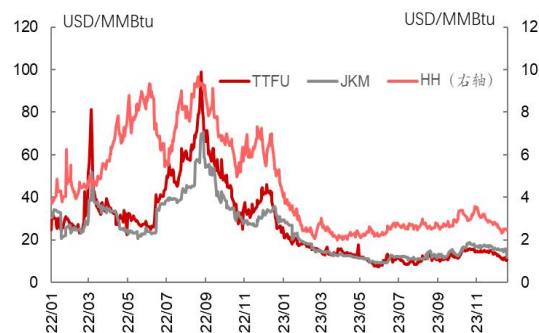
从业资格号: F3005393

投资咨询号: Z0012069

Tel: 8621-63325888-2483

Email: xiao.jin@orientfutures.com

主力合约行情走势图（天然气）



## 目录

1、美国天然气市场——核心矛盾在于供应的韧性过强.....	5
1.1、低气价对于供应的传导链条较为不畅.....	6
1.2、气电稳增长的压力越来越大.....	9
1.3、LNG 出口产能继续扩张.....	11
2、欧洲天然气市场——需求崩塌是一场接力赛.....	12
2.1、电力部门接力工业和居民，需求总量进一步下降.....	12
2.2、欧洲供应基础设施条件得到显著改善.....	16
3、亚洲天然气市场——中国需求温和复苏，难抵日韩下降.....	18
4、LNG 新增产能逐步进入释放期，供给过剩格局或难逆转.....	22
5、投资建议.....	24
6、风险提示.....	24

## 图表目录

图表 1: 美国 DOE 库存偏离度 vs Nymex 气价.....	6
图表 2: 美国天然气供需平衡表 (单位: Bcf/d) .....	6
图表 3: 美国原油和干气产量.....	7
图表 4: 美国天然气钻机数量.....	7
图表 5: EIA 对天然气产量和价格预期.....	8
图表 6: EIA 对原油产量和价格预期.....	8
图表 7: 伴生气产量增长驱动因子.....	8
图表 8: Permian 产区单井气/油产量比.....	8
图表 9: 美国电力行业月度天然气消费量.....	9
图表 10: 美国工业月度天然气消费量.....	9
图表 11: 美国平均 HDD.....	10
图表 12: 美国平均 CDD.....	10
图表 13: 美国分电源发电量增速.....	10
图表 14: 美国分电源发电量同比增量.....	10
图表 15: 美国 LNG 月度出口量.....	11
图表 16: 2023 年美国 LNG 分出口终端产能利用率.....	11
图表 17: 美国 LNG 出口流向.....	12
图表 18: 美国 LNG 出口产能 (基准负荷下) .....	12
图表 19: 德国基准负荷电价 vs TTF.....	13
图表 20: TTF vs API2 vs EUA.....	13
图表 21: EU+UK 天然气供需平衡表 (单位: 亿立方米) .....	13
图表 22: GIE 欧洲天然气库容利用率 (%) .....	14
图表 23: GIE 欧洲天然气库存偏离度.....	14
图表 24: 欧洲天然气月度实际消费量.....	14
图表 25: 欧洲分部门天然气消费量年度环比变化.....	14
图表 26: 欧洲部分国家工业用气需求季度同比.....	15
图表 27: 欧洲国家居民和商业部门天然气消费年度环比.....	15
图表 28: 欧洲发电量同比增量.....	15
图表 29: 欧洲气电月度发电量.....	15
图表 30: 欧洲 LNG 月度进口量.....	16
图表 31: 欧洲 LNG 再气化能力.....	16
图表 32: 欧洲部分国家 LNG 进口量.....	17
图表 33: 欧洲部分国家 LNG 进口量.....	17

图表 34: 欧洲新投产接收站产能及 2023 年接收量.....	17
图表 35: 俄罗斯 PNG 对欧洲供应量.....	18
图表 36: 挪威等国 PNG 对欧洲供应量.....	18
图表 37: 全球 LNG 供应和需求同比增量.....	19
图表 38: 东北亚 (中日韩) LNG 月度进口量.....	19
图表 39: 日本 LNG 年度进口量.....	19
图表 40: 日本气电月度发电量.....	19
图表 41: 日本分电源发电量同比.....	20
图表 42: 韩国分电源发电量同比.....	20
图表 43: 韩国 LNG 月度进口量.....	20
图表 44: 韩国气电月度发电量.....	20
图表 45: 中国天然气供应量.....	21
图表 46: 中国气电月度发电量.....	21
图表 47: 中国 LNG 月度进口量.....	21
图表 48: 中国 PNG 月度进口量.....	21
图表 49: 全球 LNG 液化产能和接收站产能.....	23
图表 50: 全球 LNG 供应量 vs 液化产能.....	23
图表 51: 2024-207 全球 LNG 新增液化产能.....	23
图表 52: 全球产量衰减速度最快的 LNG 出口终端.....	23

回顾自己过去一年的表现，可以说是对错参半。2022年12月初我们对2023年市场展望的时候是全面看空，原因是需求不行了。市场的确在2023年经历了大幅的下挫，然而气价能跌到如此之低也是自己当时所没能看到的。至2023年中，对2H23做展望的时候，我们由看空转成看多，主要是欧洲需求继续被挤压的空间有限。整个下半年市场有一些事件型的扰动，澳大利亚LNG罢工和巴以冲突等，然而都未能掀起大的波澜。进入到取暖季，气价下跌变得更为流畅，Nymex2401合约从3.8USD/MMBtu一路下行至2.2USD/MMBtu。之所以在下半年犯错，一部分原因对于商品所处周期位置的理解不够深刻，另一部分原因则是对于欧洲需求不再看空。欧洲工业需求的确是2H23明显恢复，但是电力需求不济叠加取暖季气温偏高导致市场并无上行驱动。

经历过2021-22两年的大起大落之后，2023年的天然气市场回归沉寂，波动率回归贯穿全年。TTF、JKM和NYMEX全年的运行区间分别为20-75Eur/MWh、9-30USD/MMBtu和2-4.5USD/MMBtu。新冠疫情后需求的强势复苏在1H22年基本上划上了句号。美国天然气需求在2023年虽有增长，但是需求增速已经跟不上供应增速，供需天平开始逆转。中国需求在2023年虽然有复苏，但幅度相对较为温和。日韩需求大幅下降对于东北亚整体构成拖累。欧洲需求崩塌是一场接力赛，2022年是工业和居民商业，2023年是电力部门接棒。需求永远是决定商品牛熊的内核。全球无论哪个经济体都很难在2024年进入到新一轮经济上行周期，毕竟经济下行周期尚未终结。

展望2024年，天然气市场上几个比较重要的问题是美国供应的韧性、LNG产能投放周期逐渐来临，需求能否承接供应扩张的步伐。在能源转型大格局下，欧洲天然气未来更多是刚性需求，存在一些修复性的空间，但是长期增长的空间几乎看不到，毕竟能源危机的导火索就是天然气。亚洲地区更多是平衡能源供应安全和长期去碳目标。2021-22能源危机更是让亚洲国家看到天然气的不可靠性。日本重启核电加速去碳，中国转向煤电灵活性改造保证能源安全。除了美国以外，我们都看不到气电对煤电份额的侵蚀，而是气电和煤电在总量下降过程中一齐被替代。

## 1、美国天然气市场——核心矛盾在于供应的韧性过强

尽管美国天然气市场虽然已经进入到供应过剩阶段，但是需求侧结构上还是有一些亮点，尤其是天然气发电持续的高增长，甚至在电力总需求进入到下行阶段仍维持不低的增速着实令人惊讶。此外，LNG出口产能的持续扩张也能在一定程度上缓和其过剩压力。由于经济进入下行周期之中，接下来向下的压力会越来越大。过多指望需求发力以摆脱过剩格局显得有一些不太现实，那么供需的再平衡或将更多依靠供应增速的下降。供应增速的下降则需要低气价在底部位置持续的时间足够长。然而我们观察到供应对于价格的敏感度在下降，即价格→钻机→产量的传导路径并不通畅，主要原因在于远期价格曲线高企，生产商套保后实现的价格远远高于现货价格。

展望2024年美国天然气平衡表，供应的增长与LNG出口增幅较为接近，平衡表最重要的平衡项变成了天然气发电。2024年美国下行压力依然存在，电力总量需求或将进一步下降，留给天然气发电实现正增长的难度则是越来越大。价格进一步下跌对于刺激边际需求的作用会越来越弱，大部分边际需求释放基本上在2023年已经完成。若要实现再平衡，那么最终只能靠供应增速比预期更大幅度的下降方可实现。

**图表 1：美国 DOE 库存偏离度 vs Nymex 气价**


资料来源：EIA，东证衍生品研究院

**图表 2：美国天然气供需平衡表（单位：Bcf/d）**

	2019	2020	2021	2022	2023E	2024F
干气产量	92.9	92.4	94.6	99.6	103.7	105
管道气进口-加拿大	7.4	6.8	7.6	8.2	8.0	7.8
<b>总供应</b>	<b>100.3</b>	<b>99.2</b>	<b>102.2</b>	<b>107.8</b>	<b>111.7</b>	<b>112.8</b>
电厂	30.9	31.7	30.9	33.3	35.3	34.5
工业	23.1	22.3	22.7	23.4	23.5	22.8
居民+商业	23.5	21.5	22.1	23.4	21.7	22.5
LNG 出口	5	6.5	9.8	10.6	12.0	13.2
管道气出口	7.8	7.9	8.5	8.5	9.0	9.3
产地+管道消耗	7.7	7.8	8.3	8.5	9.0	9.2
<b>总需求</b>	<b>98</b>	<b>97.7</b>	<b>102.3</b>	<b>107.7</b>	<b>110.5</b>	<b>111.5</b>
库存变化	1.3	0.5	-0.4	-0.8	0.8	0.8
<b>平衡误差项</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>	<b>0.3</b>	<b>1.0</b>	<b>0.4</b>	<b>0.5</b>

资料来源：EIA，东证衍生品研究院

### 1.1、低气价对于供应的传导链条较为不畅

EIA 在 12 月份的短期能源展望中预测 2023 年美国产量为 103.7Bcf/d，较 2022 年增加 4.1Bcf/d，是新冠疫情后增速最快的一年，尽管 HH 全年均价只有 2.5USD/MMBtu，并未对产量增长构成障碍。2023 年的情况与 2019 年有一些类似，即当年气价并不高但产量增速却很高，但是前一年气价都曾出现过大幅上涨。我们在此前的报告中也曾详细分析过为什么美国天然气产量在如此低气价环境下能实现大幅增长的原因：1) 气价虽然



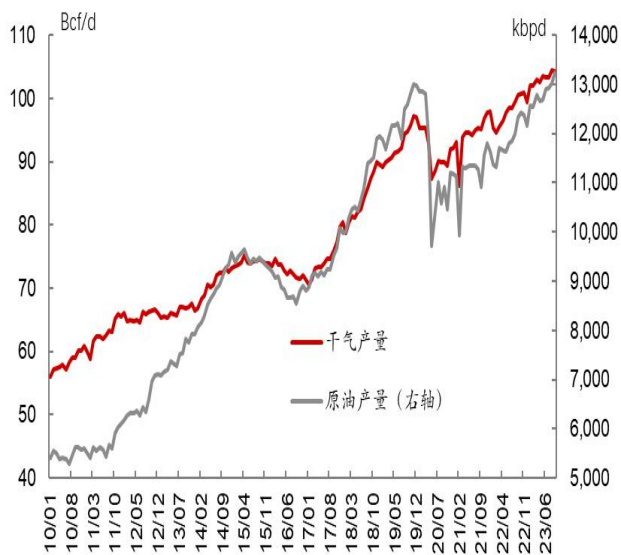
低，但是油价足够高，天然气沦为副产；2) Nymex 远期曲线高企，生产商套保后实现的销售价格要显著高于产地现货价格。其中第二个因素的影响要超过第一个因素。

天然气钻机数量自 2023 年 4 月底开始持续回落，从 160 下降至 120 附近。对比 2016 年和 2020 两年年度产量实现负增长，气的钻机数量均跌破 100 关口。2020 年 4 月至 2021 年 4 月整整一年的时间钻机数量均在 100 以下，而 2016 年也有超过半年的时间钻机数量在 100 以下。也就是当下的钻机数量无助于实现产量负增长，只是能将 2023 年的增速给往下降一降。更为可怕的是 11 月份以来的气价下跌对于钻机毫无传导效应。

EIA 对于 2024 年美国干气产量预测值为 104.9Bcf/d，该产量与 2H23 基本平齐，虽然年度级别环比仍有增长。与此同时，EIA 对于 2024 年 HH 气价的预测为 2.8USD/MMBtu，而 2023 年均值也就在 2.5USD/MMBtu 附近。如果 2024 年气价较 2023 年上涨，那么 EIA 很有可能会低估 2024 年干气产量。正常的轨迹则是更低的价格对应着更低的产量增速。

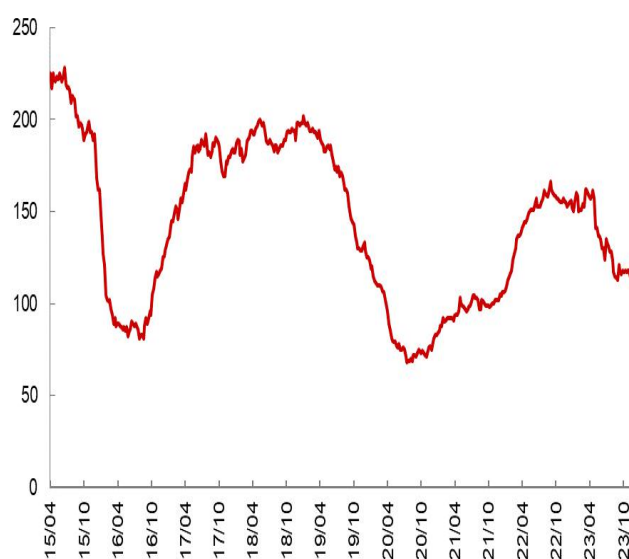
2023 年干气产量增速约为 4.1Bcf/d，其中伴生气产量供需大约有 1.8Bcf/d，占到接近一半的比例。伴生气产量增长主要来自于两个地方，一是原油产量的增长，二是 GOR (Gas-to-Oil Ratio, 气油产出比) 的上升。页岩油井的 GOR 随着时间的推移会不断上升。当越来越多的油开采出地面，页岩油井的压力会逐步下降，天然气则变得更为容易从地质层中被释放出来。2018 年 Permian 地区的 GOR 只有 2.2 附近，到了 2023 年 GOR 则上升到了 3.1。GOR 在伴生气中的份额持续上升。GOR 是结构性增长，总量增长来自于原油产量的增加。新冠危机之后，美国原油产量的增长几乎全部都来自于 Permian 一个地区，也就是说当 Permian 不再增长，美国总量也将难以增长。EIA 对 2024 年原油产量预期相对谨慎，2024 年仅较 2023 年增长 18 万桶/天，意味着伴生气产量若有增长，则几乎全部来自于 GOR。

图表 3：美国原油和干气产量



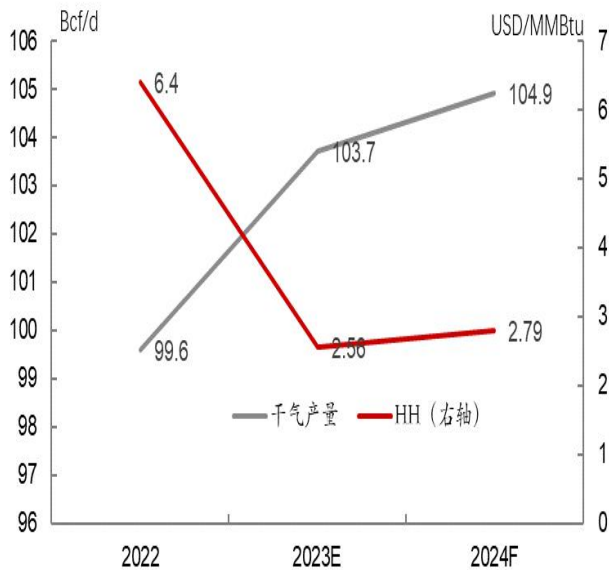
资料来源：EIA

图表 4：美国天然气钻机数量



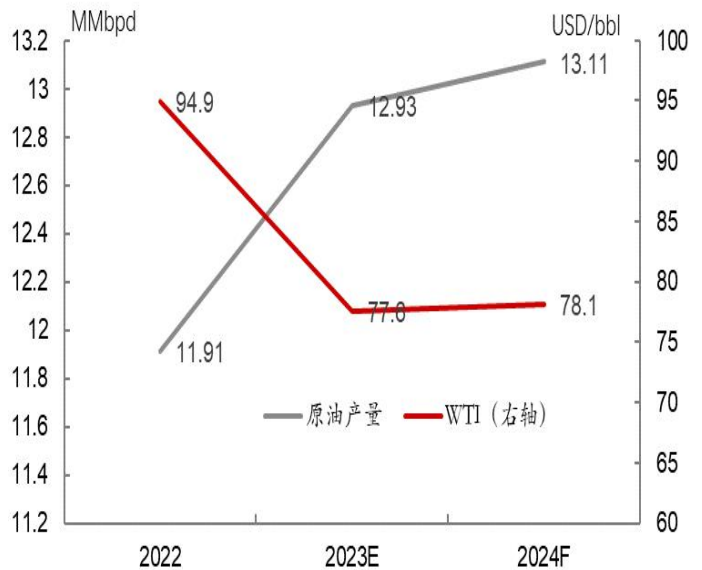
资料来源：Baker Hughes

图表 5: EIA 对天然气产量和价格预期



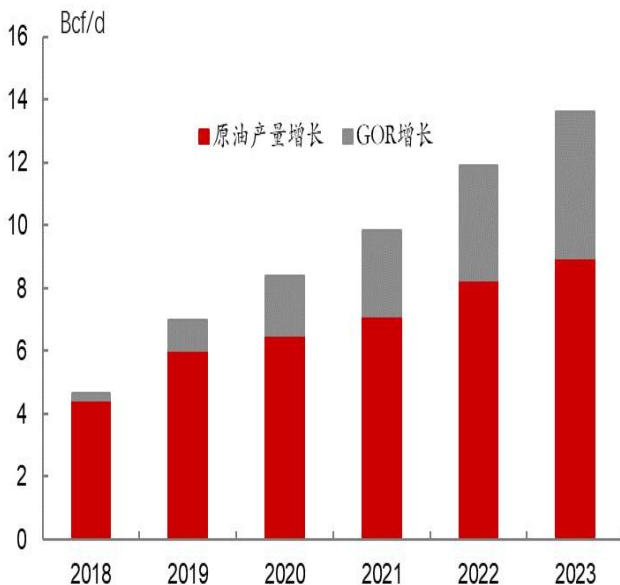
资料来源: EIA 2023 年 12 月 STEO

图表 6: EIA 对原油产量和价格预期



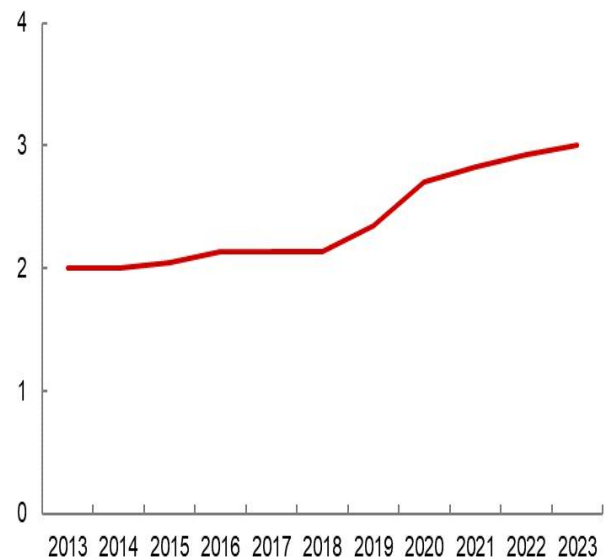
资料来源: EIA 2023 年 12 月 STEO

图表 7: 伴生气产量增长驱动因子



资料来源: Enervus Drillinginfo

图表 8: Permian 产区单井气/油产量比



资料来源: Enervus Drillinginfo

从页岩气主产区来看, 新冠疫情后增长主要是靠 Permian 和 Haynesville。当 Permian 停滞下来, 是否意味着其他地区也会停下来? 然而从钻机数据来看, 尚未看到上游显著放缓资本开支。因此, 我们感到非常地困惑。EIA 对油气产量增长预期都给得很低, 但是从



资本支出指标，钻机数量却看不到供应收缩的迹象。气价如此之低对钻机都很难传导，那么气价若有反弹，钻机就更降不下去了。

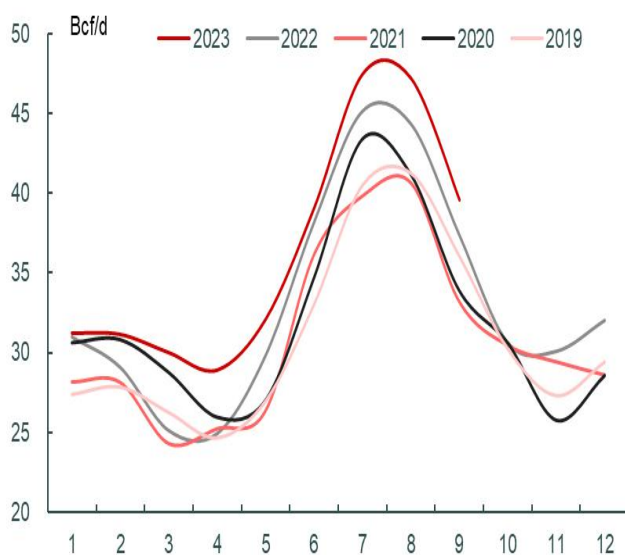
## 1.2、气电稳增长的压力越来越大

2023 年需求上最大的亮点就是天然气发电在逆市中仍实现了 7% 的增长，而且是在总量下降的情况下。天然气对煤电的替代效应预计在 2024 年仍然存在，但是进一步对于煤电的挤压空间预计将会变得更为有限。2023 年虽然总量下降，结构上风电和水电出力均不给力，所以就给到了气电更多的增长空间。如果 2024 年风电和水电恢复常态，气电想要进一步增长就会变得极其困难。气电在 2022 和 2023 年大幅增长导致气电在总需求的占比越来越高，进而导致气价对于气电需求也将更加敏感。

由于 2022 年上半年的基数效应，工业用气需求在 1H23 承受着一定的负增长压力。但是后期需求边际上有一定程度的好转。2023 年前 3 季度，工业需求同比已经持平。尽管工业需求在 2023 年呈现出了较强的韧性，我们依然认为工业需求在 2024 年存在着一定的下行压力。

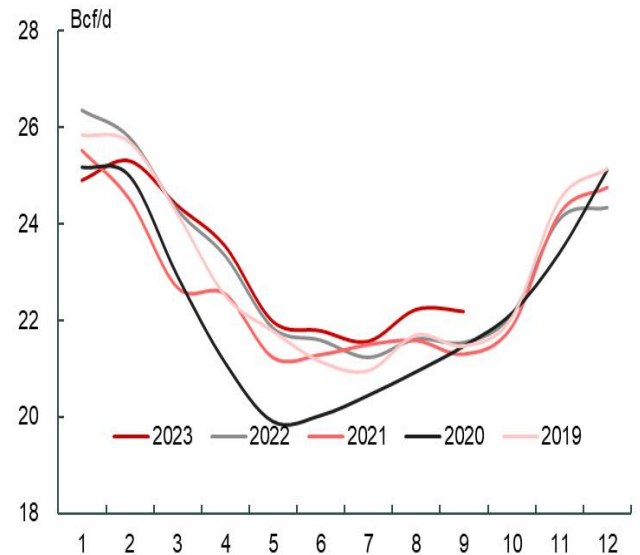
居民和商业的用气需求受到气温的影响较大，然而从最近几个取暖季的表现来看，最好的状况也就是与过去 10 年常值接近，其他时候多有暖冬倾向。而夏季气温也是多高于过去 10 年常值，的确存在持续变暖的倾向。寒冬与暖冬需求差值在 1.5-2Bcf/d，对于年度平衡也至关重要，在取暖季期间更是会放大气价的波动。

图表 9：美国电力行业月度天然气消费量



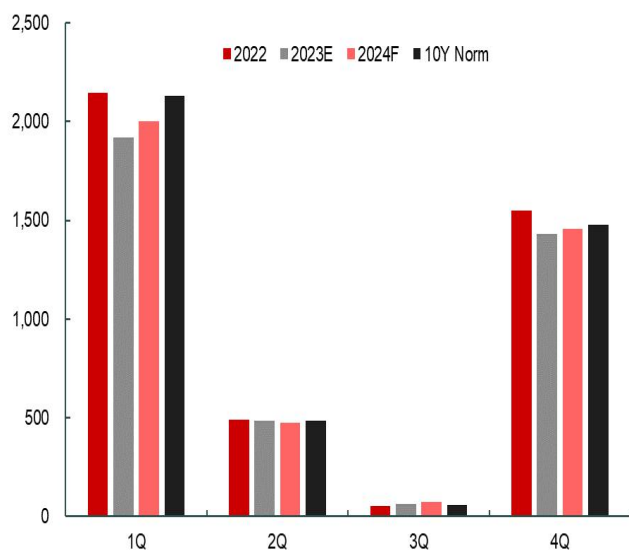
资料来源：EIA

图表 10：美国工业月度天然气消费量



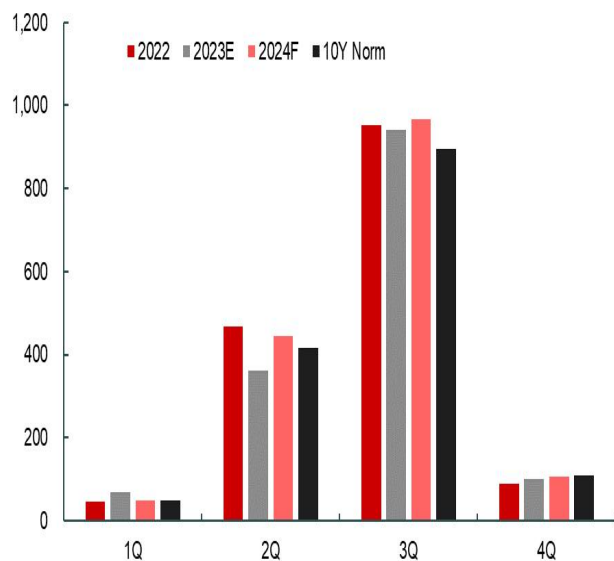
资料来源：EIA

图表 11: 美国平均 HDD



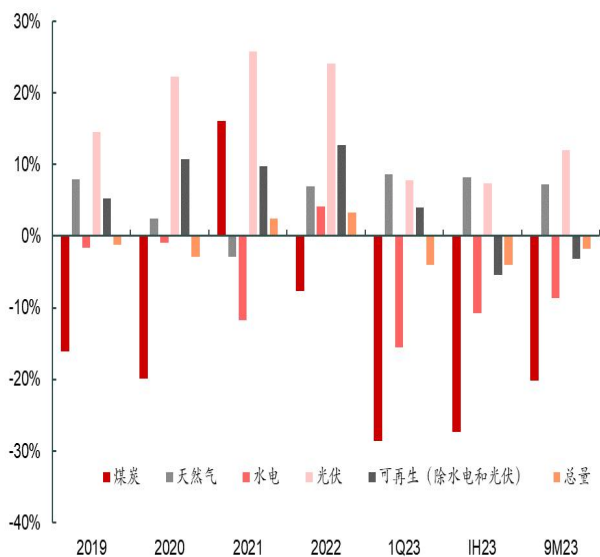
资料来源: EIA

图表 12: 美国平均 CDD



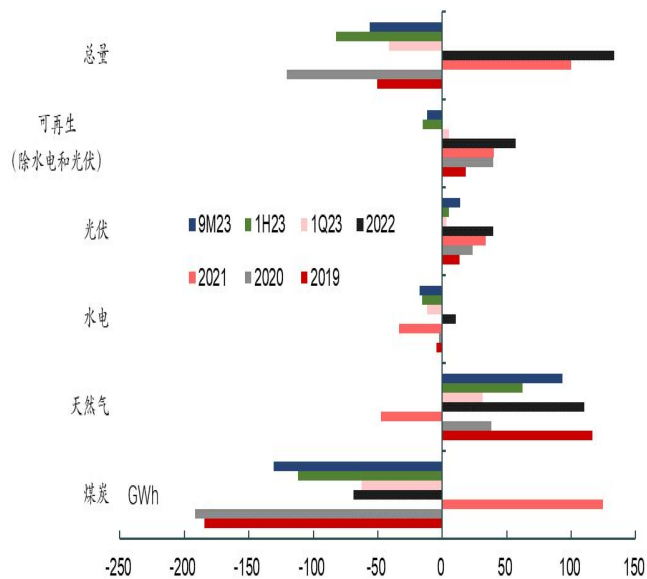
资料来源: EIA

图表 13: 美国分电源发电量增速



资料来源: EIA

图表 14: 美国分电源发电量同比增量



资料来源: EIA

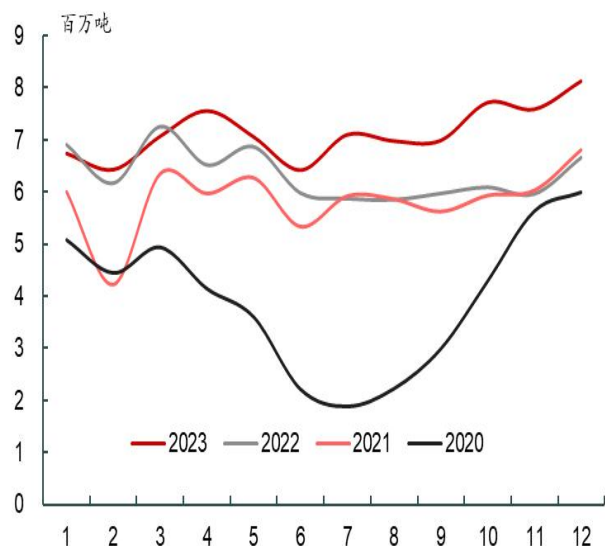
### 1.3、LNG 出口产能继续扩张

2023 年，美国 LNG 出口量大概是 8600 万吨。出口增量主要来自于 Freeport 终端在火灾之后的重启，以及 Calcasieu Pass II 期的投产。整体来看，美国 LNG 出口终端的产能利用率水平都比较高，Cheniere Energy 下面的 Sabine Pass 和 Corpus Christi 都达到基准负荷产能的 100% 以上。除却新投产和灾后复产的，其他多在 90% 以上。从出口流向看，超过一半的 LNG 都去了欧洲，美国承担起了对欧洲保供的任务。当然如果没有美国，欧洲其实也并不需要它来保供。

目前美国 LNG 出口终端已经投产的产能为 11.44Bcf/d。2024 年一共有两个项目投产，分别是 Golden Pass Train1-2 和 Plaquemines Trains1-18，涉及产能分别为 1040 万吨和 990 万吨。2023 年是美国 LNG 产能投产的空窗年份，自 2024 年开始产能投放的速度将逐步增加。2025 年 LNG 投产的产能将高达 2500 万吨（3.3Bcf/d）。至 2027 年美国 LNG 出口名义产能将达到 20.4Bcf/d，较当下水平增加接近 1 倍。

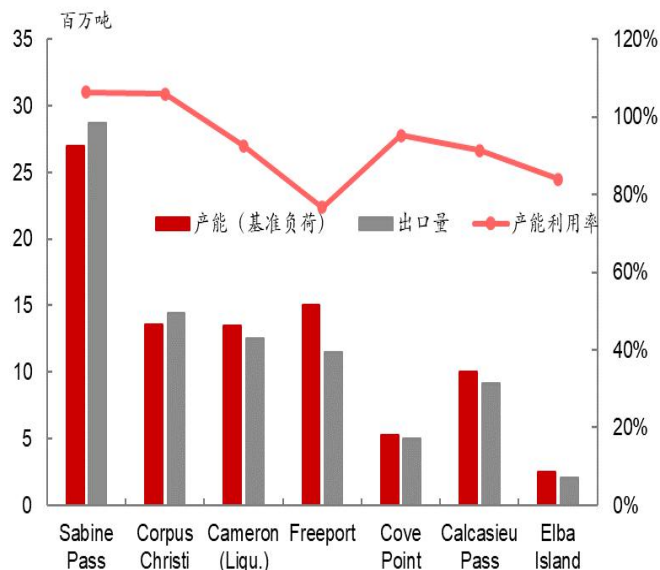
除了美国之外，墨西哥和加拿大也将不小的 LNG 出口产能投放，墨西哥的气源依赖于从美国 PNG 的进口，而加拿大出口通道打开或将减少对美 PNG 出口的依赖。北美地区 LNG 出口产能的持续增加将会显著降低 TTF-HH 价差。如果外部需求较弱，美国 LNG 出口产能利用率可能会明显下降。特定情况下，美国 LNG 出口窗口阶段性关闭也并非完全不可能。

图表 15：美国 LNG 月度出口量



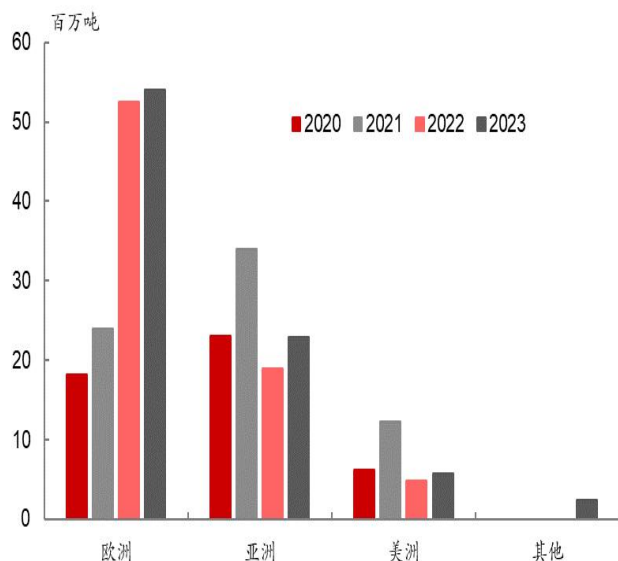
资料来源：Kpler

图表 16：2023 年美国 LNG 分出口终端产能利用率



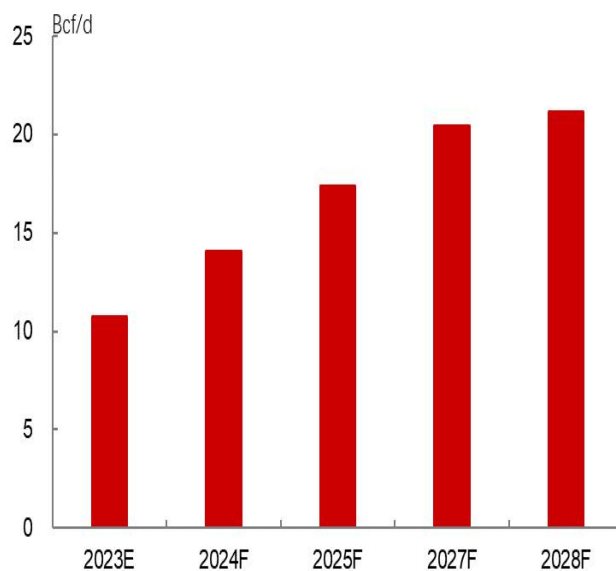
资料来源：EIA, Kpler

图表 17: 美国 LNG 出口流向



资料来源: Kpler

图表 18: 美国 LNG 出口产能 (基准负荷下)



资料来源: EIA

## 2、欧洲天然气市场——需求崩塌是一场接力赛

### 2.1、电力部门接力工业和居民，需求总量进一步下降

我们之所以对 2H23 的天然气市场形成误判，主要原因在于对于欧洲的需求产生了较为乐观的预期。2022 年需求遭遇严重挤压的部门集中在居民商业以及工业部门，两个部门需求降幅合计接近 600 亿立方米。2023 年工业部门需求有一定的修复，尤其是在下半年。但是无奈电力部门降幅过大，仅仅是工业的修复依然是不足以扭转颓势，尤其是在 2023/2024 取暖季气温也相对偏高的情况下。总量需求在 2023 年依然是下降，只是降幅较 2022 年有所收窄。单就总量下降，毫无疑问很难对于价格产生上行驱动。

由于 2022/2023 取暖季是暖冬，取暖需求下降和工业部门需求锐减导致 2023 年再库存的水位起点就很高。高库存对于价格波动率构成了很好的压制，波动率在 2023 年显著回归，虽然尚未回到历史均值水平。尽管库存起点较高，但是在 2-3 季度，库存偏离度持续回落，反映出基本面边际上存在修复。修复在 4 季度再度遭遇阻力，原因是取暖需求跟不上，形成了拖累。

2023 年 1-11 月，欧洲电力需求总量下降 3%，结构上分化非常严重。煤电和气电均遭到挤压，同比增幅分别是-26%和-20%。风电、光伏和水电可再生能源均达到 10%或以上的同比增幅。可再生能源出力增强对气电产生挤压。煤电在欧洲较气电经历了更大幅度的挤出效应。我们不认为 2024 年欧洲可以摆脱现在的泥潭，开启新一轮的经济上行周期。总量需求预计在 2024 年依然是下降的。只要总量下降，无论是煤电还是气电均将承受下行压力，只是下行幅度会受到可再生能源出力的影响。

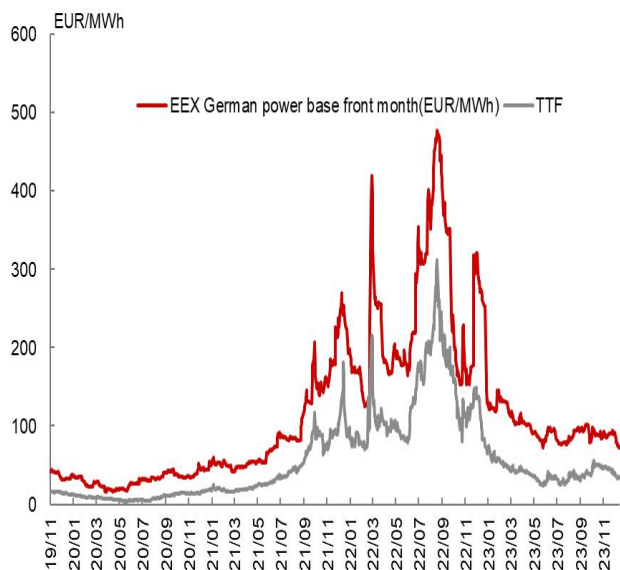
欧洲的工业需求在 2H23 有一定的修复，但是距离回升到 2021 年水平依然甚远。欧洲在 2023 年投产了接近 4000 万吨的 LNG 接收站，为工业需求修复提供了更好的基础设施条

件。目前而言，工业需求恢复并不会受到供应基础设施的掣肘，而是完全取决于其自身需求状况。我们预计工业需求在 2024 年仍有小幅向上恢复的空间。

居民和商业部门需求在 2022 年 2023 年均表现不佳，尤其是在 2022 年。两年累积下降幅度可能在 380 亿立方米左右。对于该部门需求，有一部分消失的需求可能是永久性的，主要在于欧盟出台的能源节约举措。根据此前 IEA 报告的测算，永久性消失的需求量可能有 150 亿立方米。那么即使气温回归常值，居民和商业部门需求增幅可能是在 200-250 亿立方米规模。

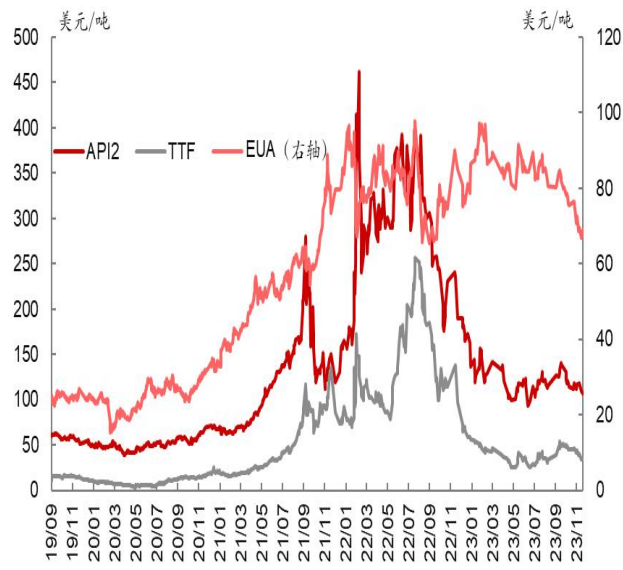
结合来看，2024 年欧洲天然气需求波动幅度可能会更小，工业部门小幅修复，而电力部门仍将遭进一步挤压，不过降幅应该远不及 2023，唯一能产生需求弹性的则是居民和商业部门。

图表 19：德国基准负荷电价 vs TTF



资料来源：Refinitiv

图表 20：TTF vs API2 vs EUA



资料来源：Refinitiv

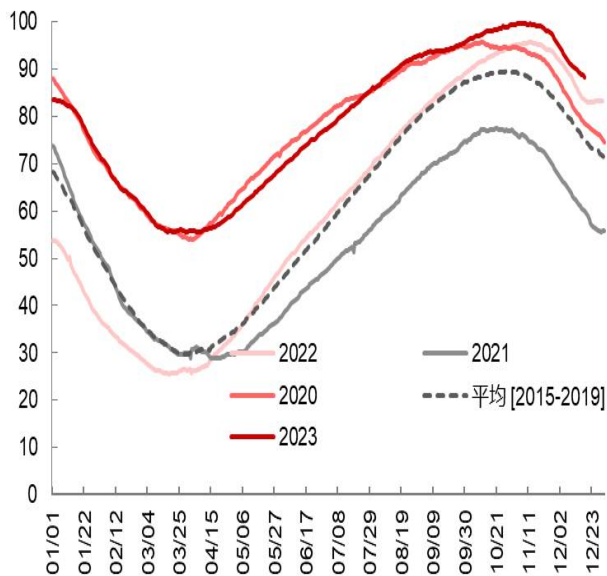
图表 21：EU+UK 天然气供需平衡表（单位：亿立方米）

	2024F	2023E	2022	2021
PNG-挪威	1100	1060	1185	1150
PNG-俄罗斯	250	260	605	1360
PNG-其他	350	355	370	310
LNG	1500	1400	1420	930
产量	800	810	840	825
需求	4000	3825	4120	4775
库存变化	0	60	300	-200

资料来源：Bloomberg, Kpler, OIES, Refinitiv, 东证衍生品研究院

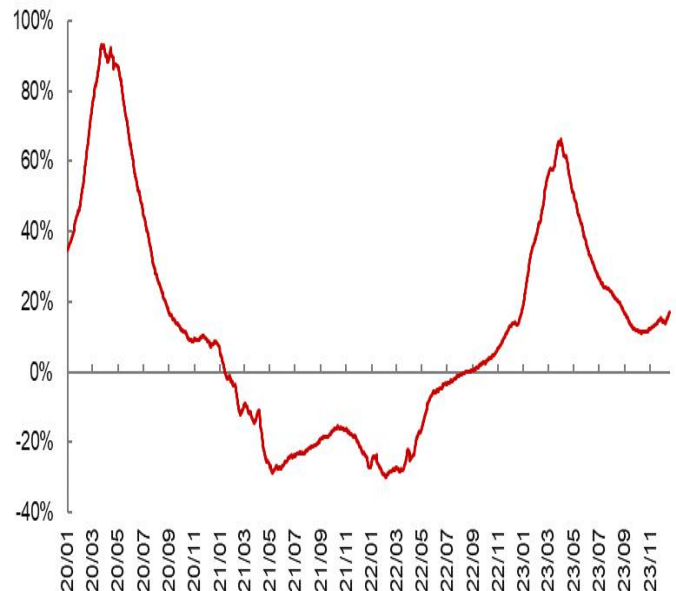


图表 22: GIE 欧洲天然气库容利用率 (%)



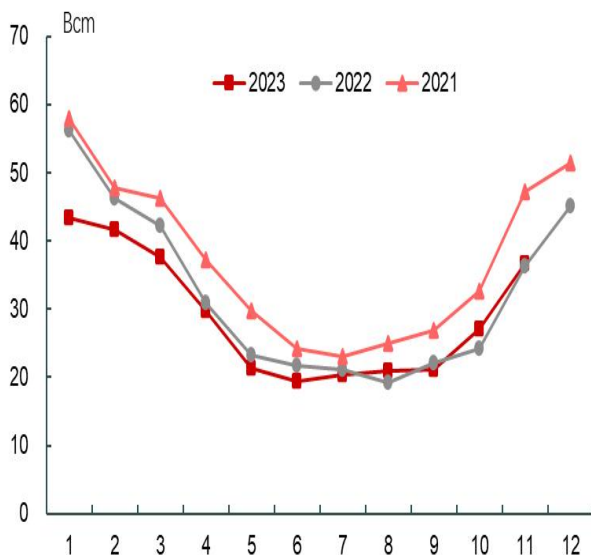
资料来源: Bloomberg

图表 23: GIE 欧洲天然气库存偏离度



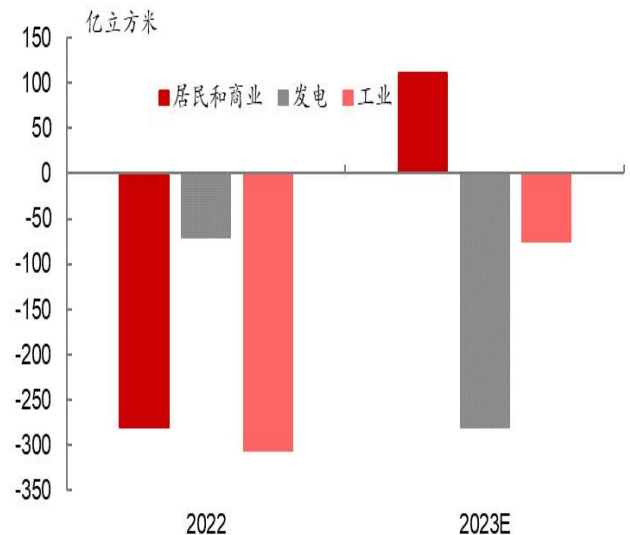
资料来源: Bloomberg, 东证衍生品研究院

图表 24: 欧洲天然气月度实际消费量



资料来源: Bloomberg, Kpler, OIES, 东证衍生品研究院

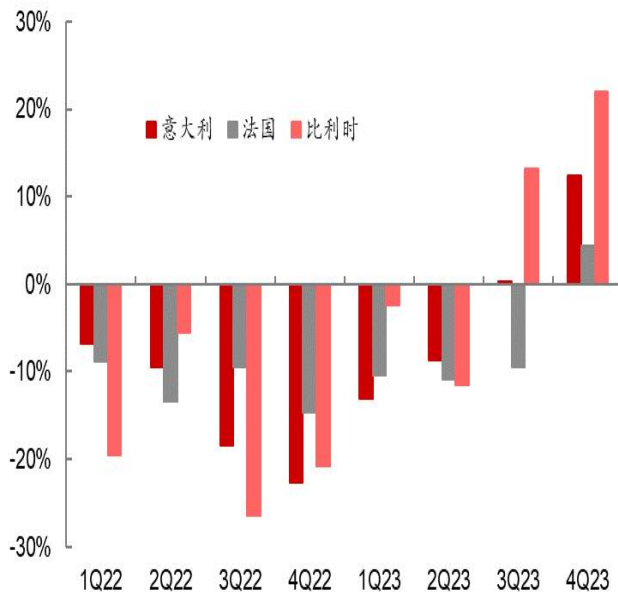
图表 25: 欧洲分部门天然气消费量年度环比变化



资料来源: Bloomberg, Refinitiv, OIES, 东证衍生品研究院

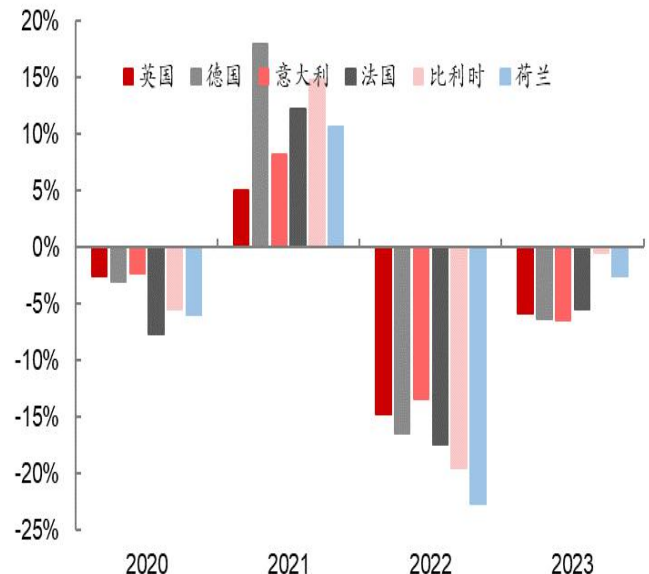


图表 26: 欧洲部分国家工业用气需求季度同比



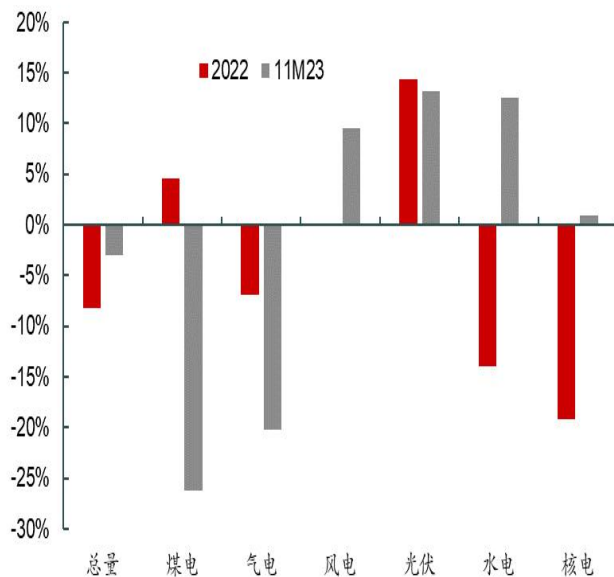
资料来源: Refinitiv

图表 27: 欧洲国家居民和商业部门天然气消费年度环比



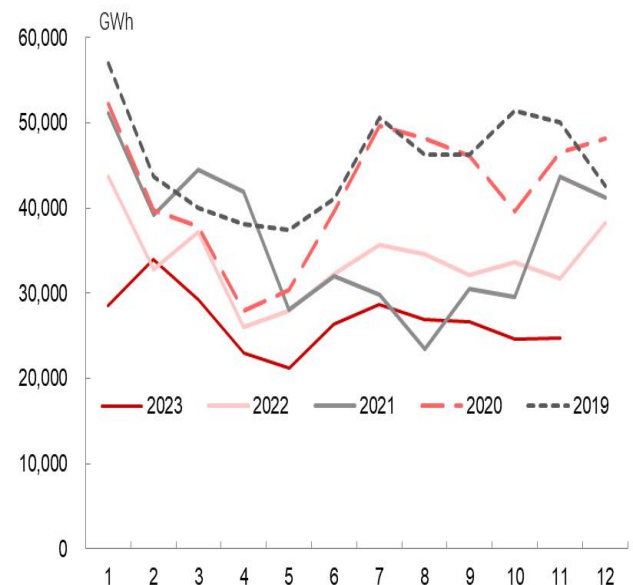
资料来源: Refinitiv

图表 28: 欧洲发电量同比增量



资料来源: Bloomberg

图表 29: 欧洲气电月度发电量



资料来源: Bloomberg

## 2.2、欧洲供应基础设施条件得到显著改善

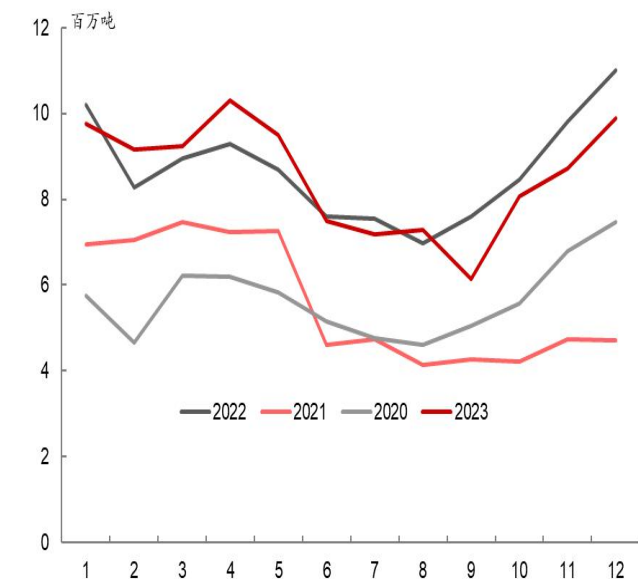
2023 年欧洲新增接收站再气化能力达到接近 4000 万吨，新投产接收站在 2023 年实际接收了 1210 万吨。新投产接收站负荷的提升可能要到 2024 年。2022 年荷兰两处浮式接收站投产，合计产能为 590 万吨。当年接收量只有 77 万吨，而在 2023 年就已经增加至 440 万吨。

截至 2023 年底，欧洲 LNG 再气化能力达到了 2.2 亿吨，但是 2023 年 LNG 实际进口量却只有 1.03 亿吨，接收站的利用率只有不到 50%。考虑到部分接收站处于爬产阶段，接收站实际利用率也不超过 66%。整体来看，欧洲接收站能力已经富余，现在只是存在一些结构性矛盾。接收站有富余能力的西班牙和英国，两国在 2023 年的进口量较 2022 年锐减，合计降幅超过 800 万吨，主要是因为中转需求下降。

2023 年欧洲 LNG 进口总量大约是 102.8 百万吨，较 2022 年下降 170 万吨。对于欧洲来说，接收站接收能力已经不再是问题。进口量也没有出现回升，原因在于自身需求疲弱。欧洲现在管道气供应趋于稳定，需求的边际调节都体现在 LNG 进口上。虽然 2022/2023 取暖季是暖冬，但是欧洲在取暖季结束后仍维持强劲的 LNG 进口，直到后期库存压力实在过大，不得已放缓了采购节奏。

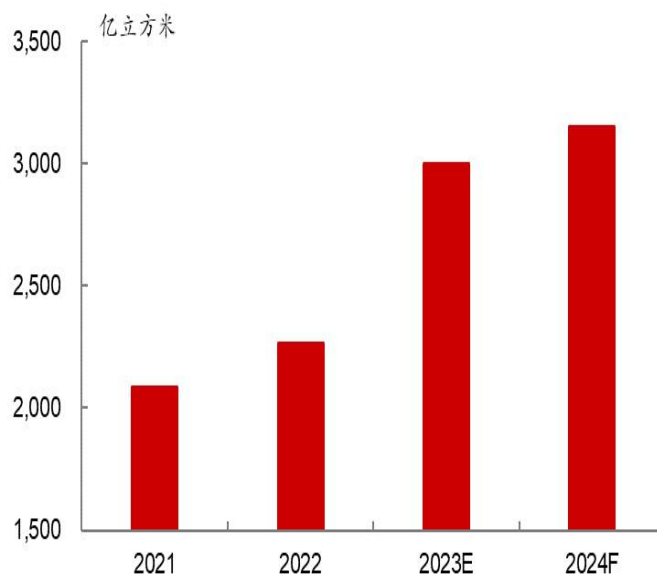
PNG 供应量年度环比变化不大，但是在部分月份波动却十分巨大。波动的来源绝大部分都来自于挪威。挪威 PNG 供应下降在 2023 年 6 月和 9 月尤为突出。产量下降的幅度和持续时间均超过了正常检修的范围。失去了绝大部分俄罗斯供应后的欧洲，诚然对挪威更加依赖，但是新投产的 LNG 接收站在一定程度降低了对挪威 PNG 的依赖度，同时增加了对 LNG 供给中断风险的暴露。

图表 30：欧洲 LNG 月度进口量

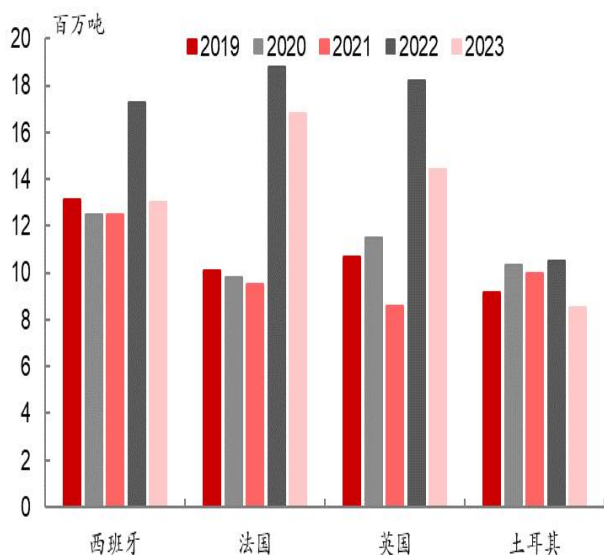


资料来源：Kpler

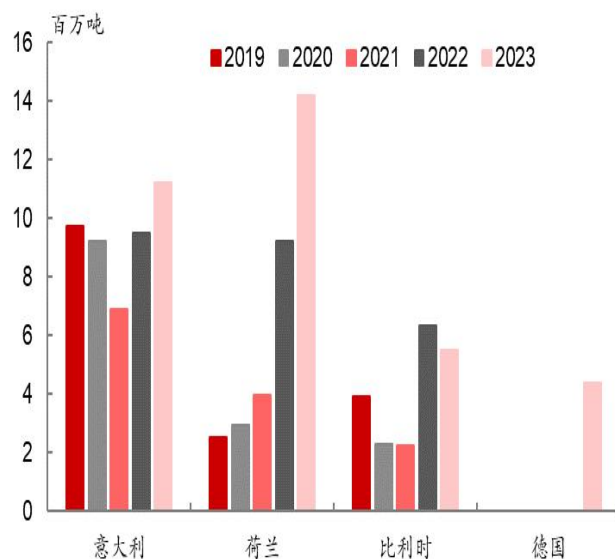
图表 31：欧洲 LNG 再气化能力



资料来源：EIA, GIINGL

**图表 32: 欧洲部分国家 LNG 进口量**


资料来源: Kpler

**图表 33: 欧洲部分国家 LNG 进口量**


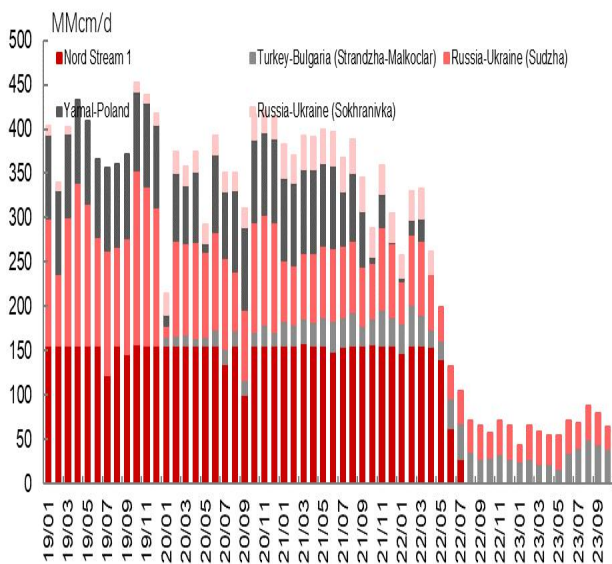
资料来源: Kpler

**图表 34: 欧洲新投产接收站产能及 2023 年接收量**

再气化终端	国家	产能 (MT)	2023 年接收量 (MT)	投产时间
Inkoo FSRU	芬兰	4.8	1.08	23 年 1 月
Piombino FSRU	意大利	3.8	0.82	23 年 5 月
Alexandroupolis FSRU	希腊	3.8	0	23 年底
Le Havre FSRU	法国	3	0.28	23 年 3 季度
Świnoujście 扩产期	波兰	6	4.69	2 期 23 年底结束
Wilhelmshaven	德国	3.8	2.98	23 年 1 月
Brunsbüttel	德国	5.7	1.03	23 年 1 季度
Lubmin	德国	3.8	0.19	23 年 1 月
Saros	土耳其	5	1.02	23 年 2 月
合计		39.7	12.1	

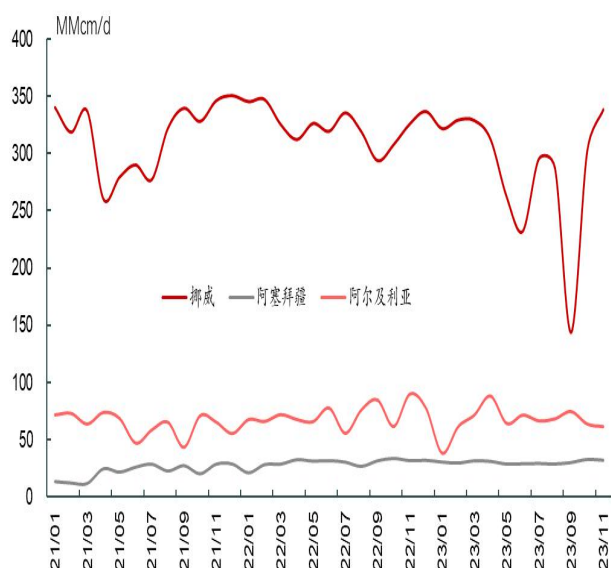
资料来源: GIINGL, Kpler, EIA, 东证衍生品研究院

图表 35: 俄罗斯 PNG 对欧洲供应量



资料来源: Bloomberg

图表 36: 挪威等国 PNG 对欧洲供应量



资料来源: Bloomberg

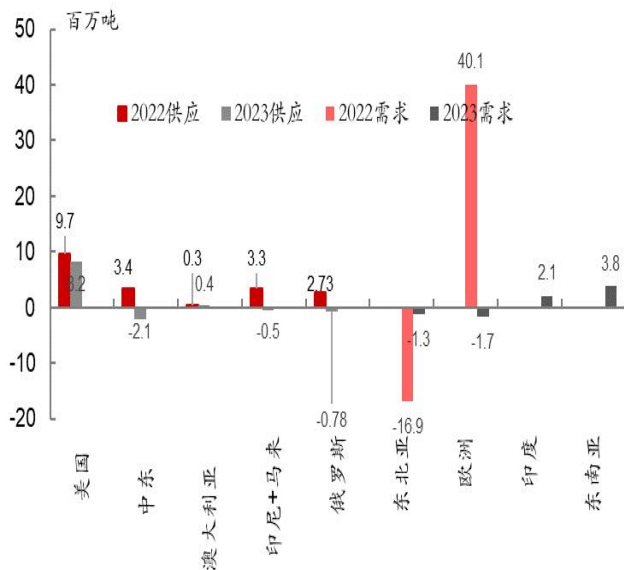
### 3、亚洲天然气市场——中国需求温和复苏，难抵日韩下降

东北亚作为 LNG 市场的主力买家，在 2023 年却未能贡献需求增量。中国在疫情后的修复带来一定的增长，但是无赖日韩形成了强大的向下拖拽的力量，导致东北亚整体表现不佳。需求维持着较高增长主要来自于东南亚和印度。

我们发现 2023 年在挤压化石能源需求上存在着较为广泛的全球一致性。首先，日本和韩国与欧美一样，在电力需求总量上都是下降的，日本和韩国在 23 年前 3 季度发电量同比分别下降 3.4% 和 1.7%。总量下降，结构上挤压煤电和气电。韩国煤电和气电在 23 年前 3 季度同比分别下降 3.6% 和 5.1%。日本煤电和气电的同期增速分别为 -8% 和 -10.2%。日本的降速显然高于韩国，一方面总量的下降幅度更大，另一方面核电的重启则腾挪了更大的挤压空间。韩国和日本在 2023 年 LNG 进口量较 2022 年分别下降 4.5% 和 8.6%。日本和韩国 LNG 进口增速与其气电增速较为接近，边际量多由气电决定的。

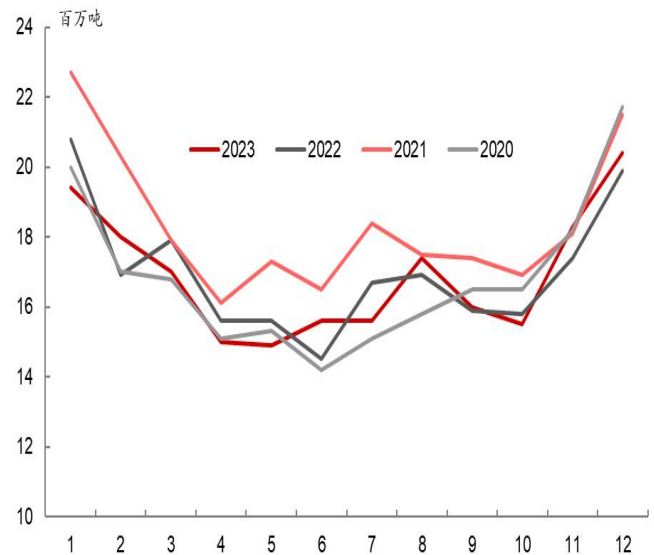
韩国尽管可再生能源增速较高，但是在电力结构中占比依然非常小，2023 年只有不到 10%，意味着其对煤电和气电的替代作用相对有限，更多是靠总量需求的下降来挤压煤电和气电。韩国目前电力结构是核、煤和气三足鼎立。相较而言，日本可再生能源比例明显高于韩国，在电力结构中占比已经增加至 25%。占比越高，实现高增速则往往更加困难。新冠危机之后，年度增速都在 10% 以下。总量下降、核电重启和可再生能源出力三者合力挤压煤电和气电的份额。日本对于 LNG 进口需求实际早已呈现出下降趋势。经济下行周期会放大需求的降幅，最为显著的是 2014-2015、2019-2020。正常轨迹下，2024 年的需求可能会比 2023 年更低，但是年度环比降幅可能会不及 2023/2022。

图表 37: 全球 LNG 供应和需求同比增量



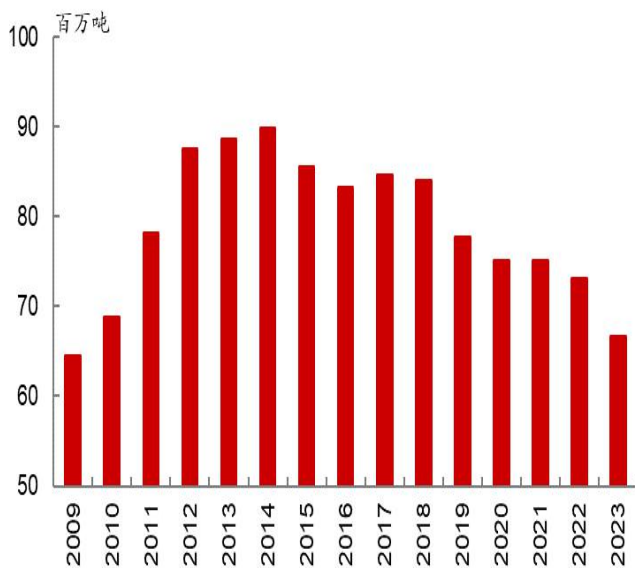
资料来源: Kpler, 东证衍生品研究院

图表 38: 东北亚 (中日韩) LNG 月度进口量



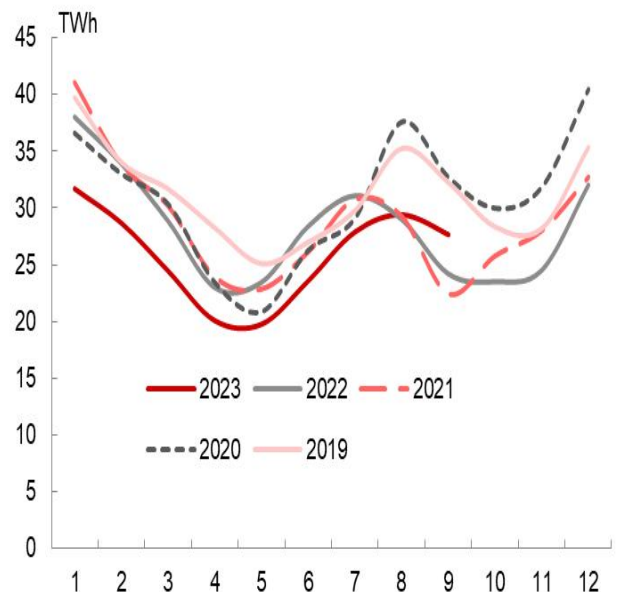
资料来源: Kpler

图表 39: 日本 LNG 年度进口量



资料来源: Kpler

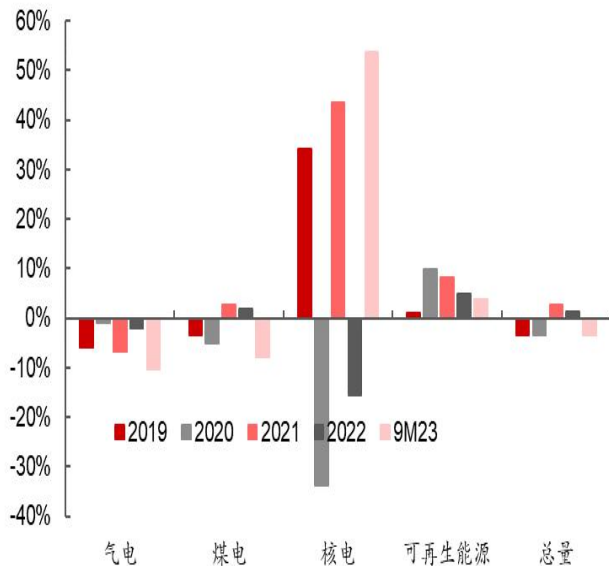
图表 40: 日本气电月度发电量



资料来源: IEA

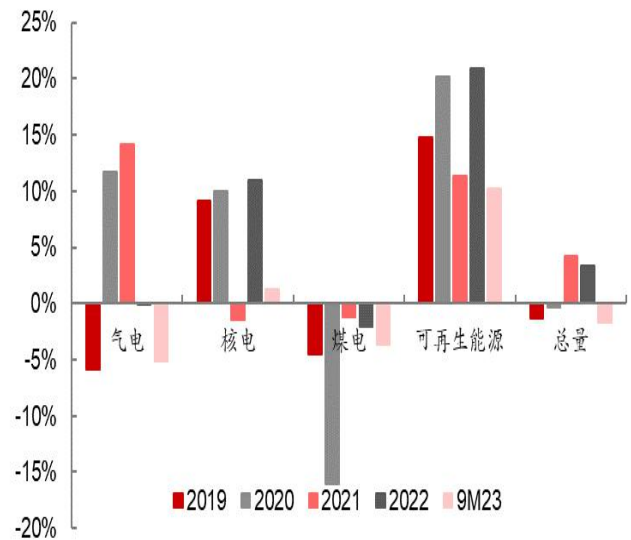


图表 41: 日本分电源发电量同比



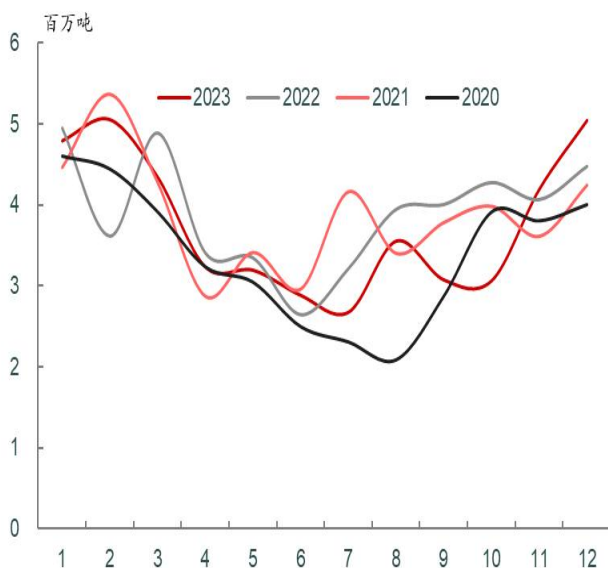
资料来源: IEA

图表 42: 韩国分电源发电量同比



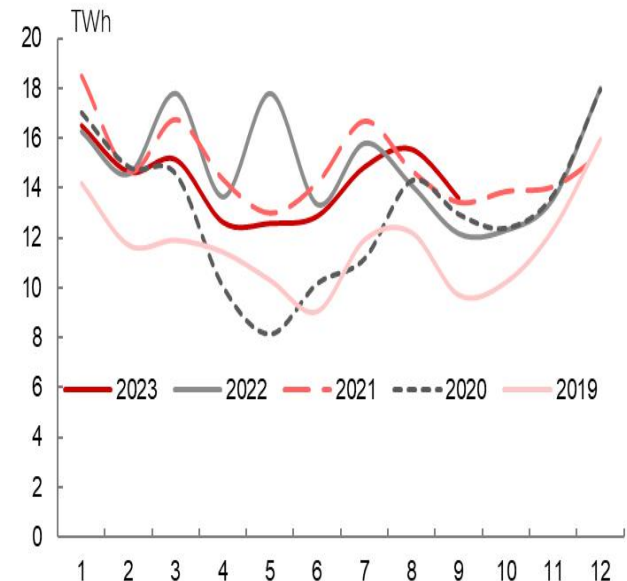
资料来源: IEA

图表 43: 韩国 LNG 月度进口量



资料来源: Kpler

图表 44: 韩国气电月度发电量



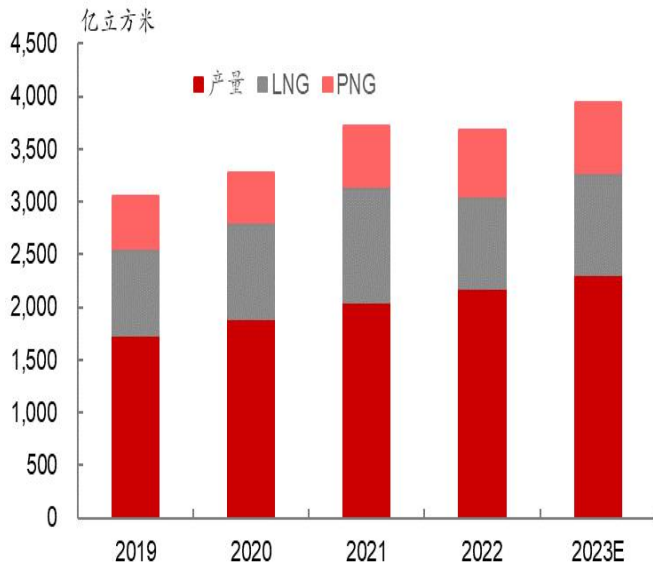
资料来源: IEA

中国在疫情后的需求复苏相对温和。2023 全年 LNG 进口量可能在 7150 万吨附近, 较 2022 年增长 11%, 但是较 2021 年下降 11%, 正好介入两者之间。PNG 进口量在 2023 年 1-11 月同比增长 6.3%, 全年增量约有 40 亿立方米。管道气的增量几乎全部都是由中俄东线贡献的。据公开报道, 截至 12 月初, 2023 年中俄东线已经供气超过 200 亿立方



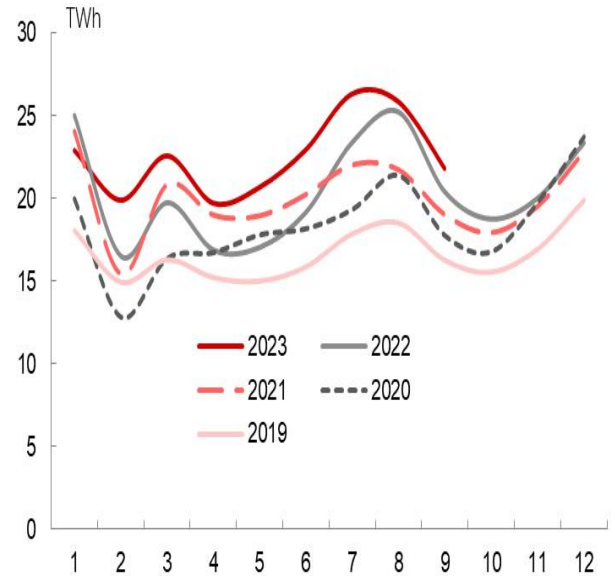
米，全年可能在 220-230 亿立方米，较 2022 年增加 70-80 亿立方米。据能源局统计，2023 年 1-11 月国内天然气累计产量为 2096 亿立方米，同比增长 6%。国产气增量贡献大约有 130 亿立方米。2023 全年天然气表观消费量可能在 3960 亿立方米左右。

图表 45：中国天然气供应量



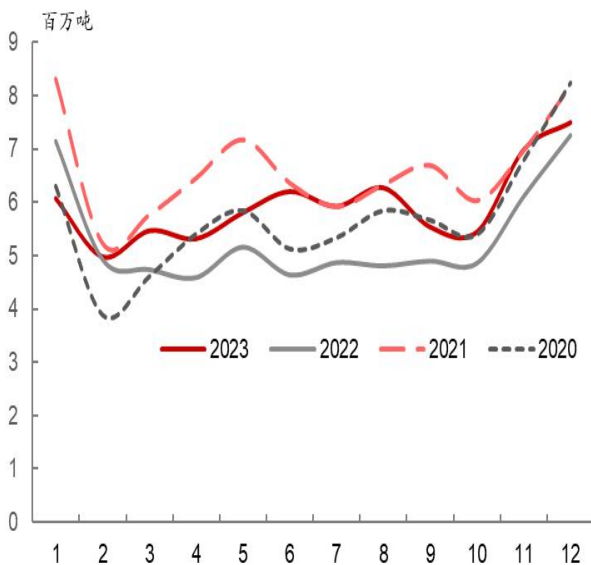
资料来源：能源局、海关总署

图表 46：中国气电月度发电量



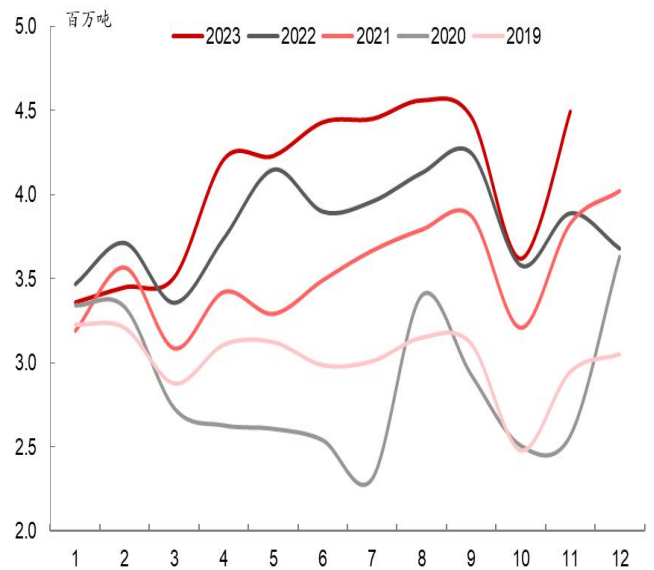
资料来源：IEA

图表 47：中国 LNG 月度进口量



资料来源：Kpler

图表 48：中国 PNG 月度进口量



资料来源：海关总署

国内天然气下游需求在 2023 年均不同幅度的恢复。中国天然气发电量在 2023 年 1-9 月累计同比增长 11%。工业用气需求下降是拖累 2022 年整体需求最主要的因素之一。工业需求在 2023 年进行了一定幅度的修复，但是该部分需求并不强劲。全球制造业景气度都比较差。城镇居民燃气预计仍在持续增长，得益于对煤炭的替代以及管网基础设施的进一步扩张。此外，由于气价的下跌，气相对于油的性价比显著修复，天然气重卡需求在 2023 年再度爆发。从长期来看，中国天然气需求结构预计发生不会显著变化，城镇居民燃气和工业用气仍占据主导。天然气需求增量空间依然来自于自身应用领域中对非电煤炭的替代。

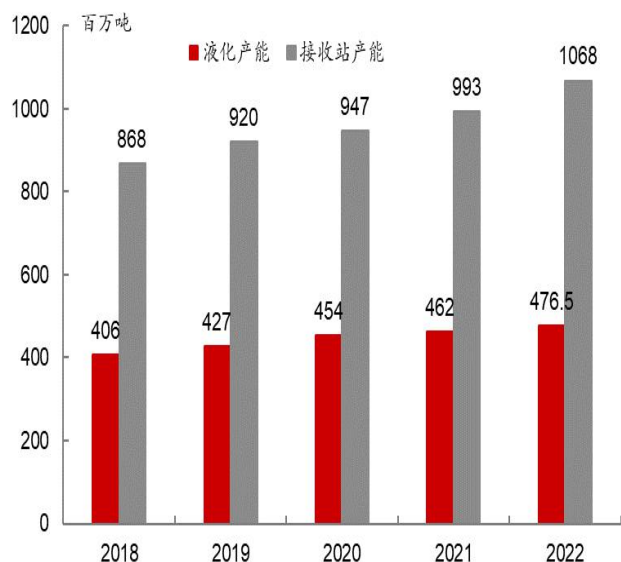
#### 4、LNG 新增产能逐步进入释放期，供给过剩格局或难逆转

新冠疫情后，尤其是 2021-2022 年天然气的牛市刺激了远期产能的投放，这部分产能大多集中于 2025-2027 年释放。增产的主力来自北美地区的美国、加拿大和墨西哥，中东地区的卡塔尔以及俄罗斯。2024-2027 年期间，每年将有 4200-6300 万吨（550-850 亿立方米）的产能释放。卡塔尔作为曾经的 LNG 出口第一大国，其出口量接连被澳大利亚和美国超越，最终被迫也加入产能扩张的赛道之中。如果不加入，其市场份额会进一步被北美蚕食。页岩革命爆发以来，北美一直处于全球气价的最洼地。俄乌冲突为其产能扩张更是提供了快车道。仅仅只看已经在建的 LNG 出口终端，未来北美出口产能将会增加至非常可怕的高度。美国以实力证明到底谁才是最低成本生产商。在 GFC 之前，美国尚且是比较大的 LNG 进口国，如今已经转变成全球最大的 LNG 出口国。展望未来 5 年，美国将会进一步重塑全球 LNG 供应格局，边际成本较高的生产商势必会被挤出市场。

部分已经投产的存量 LNG 出口产能存在着产量衰减的问题。尼日利亚的 Bonny、印尼的 Bontang、澳大利亚的 Darwin 和 NWS、特立尼达的 Atlantic LNG 等产量在过去 5 年出现较大幅度的衰减。此五处 LNG 供应量在过去 5 年累计下滑 2100 万吨，平均每年有 400 多万吨的产量衰减。其中澳大利亚 Darwin 面临着气田资源衰减，NWS 则未来也存在类似问题。另外部分 LNG 终端出口因为火灾等其他因素时有发生供应中断，2022 年 6 月份 Freeport LNG（1500 万吨）出现火灾，致使该终端停摆时间超过半年。另外还有挪威的 Hammerfest（430 万吨），2020 年秋发生火灾，直到 2022 年 6 月份才恢复供应。埃及也不是非常稳定的供应国，2022 年供应量超过 700 万吨，但是 2023 年降至只有 350 万吨左右。

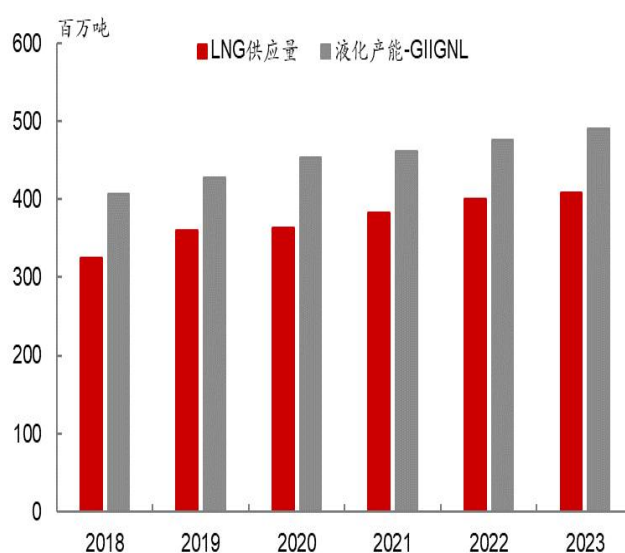
整体而言，LNG 出口产能利用率还是相对比较高的，即使考虑产量衰减和供应中断，整体产能利用率也能保持在 80% 左右。考虑到未来每年的新增供应量，足以覆盖潜在的产量衰减和供给中断，形成净供应大幅增加。

图表 49：全球 LNG 液化产能和接收站产能



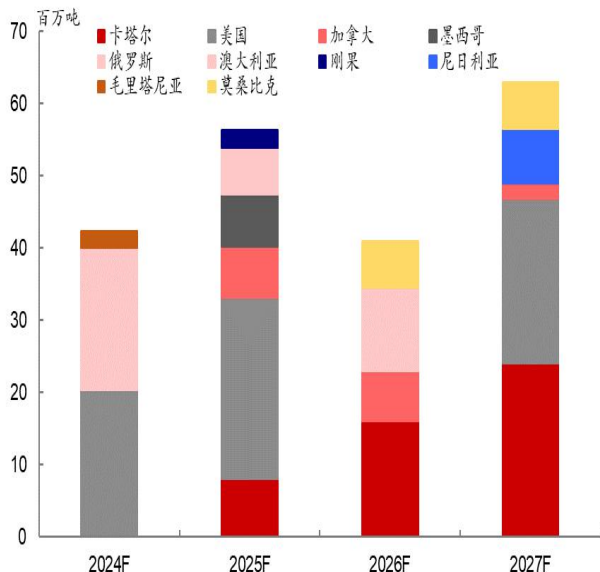
资料来源：GIIGNL

图表 50：全球 LNG 供应量 vs 液化产能



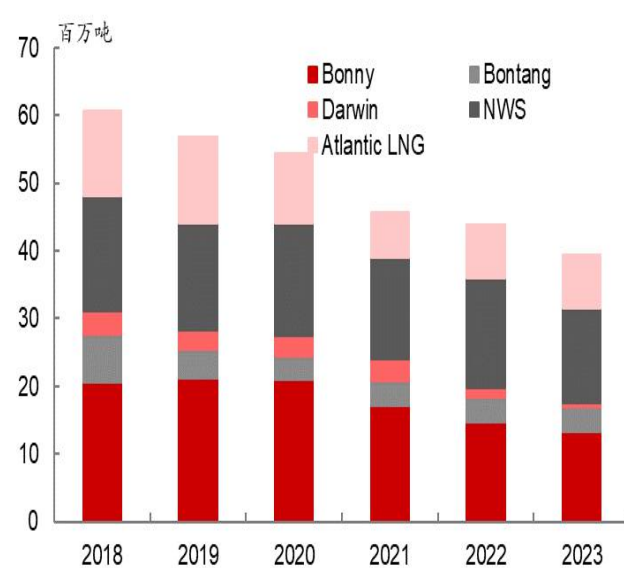
资料来源：GIIGNL, Kpler

图表 51：2024-2027 全球 LNG 新增液化产能



资料来源：EIA, GIIGNL, IGU, 公司报告等

图表 52：全球产量衰减速度最快的 LNG 出口终端



资料来源：Kpler

## 5、投资建议

美国天然气供应的韧性十足，即使价格跌到很低的水平，也未见钻机数量的下降。气价对于供应的传导存在一定程度的失灵。然而低气价对于刺激边际需求的作用在 2024 年将会明显减弱。我们预期 2024 年电力总量需求依然下行，气电在 2023 年实现的高增长在 2024 年很难复制，甚至连维持 2023 年的水平也并非易事。LNG 出口可以舒缓一部分供应压力，但是在需求侧同样遭遇下行压力之下将会显得力所不及。展望 2024 年美国天然气市场供需平衡表，我们预期依然是过剩的。由于 Nymex 已经下跌至非常低的水平，价格继续下跌的空间也变得更加有限。我们预计 2024 年 Nymex 均价会在 2023 年均价 2.6USD/MMBtu 基础上进一步下移至 2.2USD/MMBtu。波动率将会进一步回归，带来的结果是更加沉寂的市场。随着美国出口产能的进一步扩张，TTF 对 HH 价差预计将进一步收窄。

欧洲的主要问题在于需求，而非像美国是供应。工业和居民商业主导了 2022 年的需求塌陷，而电力部门则接力了 2023 年的需求下降。工业部门需求在 2H23 出现了一定幅度的修复，我们预计修复可能会持续至 2024 年，幅度可能会更小。但是电力部门在 2024 年预计继续承压，最终的结果可能是工业的修复与电力的萎缩相互抵消。需求边际上变化更多是看天气。即使欧洲存在一定向上修复的动力，新投产的 LNG 接收站以及全球新增 LNG 液化产能，将会弥补供需潜在的缺口。2023 年 TTF 均值大约为 40Eur/MWh，我们预计 2024 年均价进一步下降至 30Eur/MWh，波动区间或收窄至 20-50 Eur/MWh。

## 6、风险提示

气温异常变化，地缘政治危机等。

期货走势评级体系（以收盘价的变动幅度为判断标准）

走势评级	短期（1-3 个月）	中期（3-6 个月）	长期（6-12 个月）
强烈看涨	上涨 15%以上	上涨 15%以上	上涨 15%以上
看涨	上涨 5-15%	上涨 5-15%	上涨 5-15%
震荡	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%
看跌	下跌 5-15%	下跌 5-15%	下跌 5-15%
强烈看跌	下跌 15%以上	下跌 15%以上	下跌 15%以上

上海东证期货有限公司

上海东证期货有限公司成立于 2008 年，是一家经中国证券监督管理委员会批准的经营期货业务的综合性公司。东证期货是东方证券股份有限公司全资子公司。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货交易咨询、资产管理、基金销售等业务，拥有上海期货交易所、大连商品交易所、郑州商品交易所、上海国际能源交易中心和广州期货交易所会员资格，是中国金融期货交易所全面结算会员。公司拥有东证润和资本管理有限公司，上海东祺投资管理有限公司和东证期货国际（新加坡）私人有限公司三家全资子公司。

自成立以来，东证期货秉承稳健经营、创新发展的宗旨，坚持以金融科技助力衍生品发展为主线，通过大数据、云计算、人工智能、区块链等金融科技手段打造研究和技术两大核心竞争力，坚持市场化、国际化、集团化发展方向，朝着建设一流衍生品服务商的目标继续前行。

## 免责声明

本报告由上海东证期货有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本公司已取得期货投资咨询业务资格，投资咨询业务资格：证监许可【2011】1454号。

本研究报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买投资标的的邀请或向人作出邀请。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东证衍生品研究院，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

---

## 东证衍生品研究院

地址：上海市中山南路318号东方国际金融广场2号楼21楼

联系人：梁爽

电话：8621-63325888-1592

传真：8621-33315862

网址：[www.orientfutures.com](http://www.orientfutures.com)

Email：[research@orientfutures.com](mailto:research@orientfutures.com)