



日本 LNG 市场展望

研究院 能源组

研究员

潘翔

☎ 0755-82767160

✉ panxiang@htfc.com

从业资格号: F3023104

投资咨询号: Z0013188

康远宁

☎ 0755-23991175

✉ kangyuaning@htfc.com

从业资格号: F3049404

投资咨询号: Z0015842

李祖智

☎ 0755-24865721

✉ lizuzhi@htfc.com

从业资格号: F03159002

投资咨询号: Z0024469

投资咨询业务资格:
证监许可【2011】1289号

内容摘要

■ 日本 LNG 市场供需状况

日本是全球最大的 LNG 进口国之一，基本需求全部依赖海运进口。福島事故后进口一度冲至历史峰值，此后随着核电重启、可再生能源增长及电力需求疲弱，进口量持续回落，2025 年进口 6561 万吨、同比降 0.97%，基本回到 2011 年前水平，全球份额因内需下滑与新兴市场扩张而被动下行。供给端以中长期合同为基石、来源覆盖亚太、中东与大西洋盆地，美国占比有望结构性增配。需求端以气电为绝对主体，工业与城燃需求刚性强但总体呈缓慢收缩态势。2025 年，总消费 904 亿方，近五年消费年化增速-3.1%。气电 510 亿方占 55.6%为消费核心压舱石。

■ 日本 LNG 基础设施现状和政府政策动向

日本拥有较完备的基础设施，其 LNG 接收站沿海多点布局、产能充裕、利用率偏低，全国 33 座在运接收站、再气化能力约 2.1 亿吨/年，约为实际进口量 3 倍，各接收站利用率多在 30%-40%。因地质条件缺乏地下储气库，库存调节高度依赖接收端罐容与即期采购。政策层面，最新《战略能源计划》将核电重新定位为脱碳基荷电源，并明确 LNG 在能源安全与电力调峰中的长期作用；核电重启持续加速，煤电未设退出时间表、仍承担系统兜底角色；可再生能源目标明确但受并网与土地约束推进偏慢。此外日本已建立战略缓冲 LNG 机制，由指定企业预留灵活性资源以应对冬季保供压力。

■ 日本 LNG 市场未来发展趋势

未来，日本 LNG 市场短期将延续进口温和波动、基础设施冗余宽松的格局，需求季节性波动由冬夏双高峰主导，气电凭借灵活调峰能力仍是电力系统最大单一电源。中期核心变量在于长协合同持续到期后的新签节奏，在需求长期趋降的背景下企业签约将更为审慎，长协占比可能逐步下降而现货与短协的补充作用上升。日本 LNG 价值正从大规模补缺转向系统稳定与过渡桥梁，未来或采取更灵活的进出口策略来优化资源配置。

目录

内容摘要	1
日本 LNG 市场综述	4
日本 LNG 进口状况	4
日本 LNG 进口变化	4
日本 LNG 进口来源结构	5
日本 LNG 长协概况	7
日本 LNG 基础设施情况	8
接收站分布状况	8
接收站利用状况	12
国内管网和相关基础设施	13
日本市场主体和政府能源政策	14
日本 LNG 市场主要参与主体	14
日本能源政策趋势	16
日本核电重启情况	17
日本煤电政策	18
日本可再生能源政策	19
日本 LNG 需求情况	20
日本天然气消费概况	20
作为核心需求的气电需求	21
整体平稳的工业用气	22
民用及商业用气需求	23
日本电力市场	24
日本电力市场概况	24
非气电发电变化：化石能源托底，可再生与核电稳定增长	25
装机规模：火电仍占主体，可再生能源装机持续扩张	26
电力市场运行机制：多层次市场体系持续运行	27
电力企业格局：保持高度稳定	28
总结与展望	29

图表

图 1: 日本 GDP 增长率 单位：%	5
图 2: 日本 LNG 进口量 单位：亿方	5
图 3: 日本月度 LNG 进口来源 单位：百万吨	6
图 4: 2025 年日本 LNG 进口来源国家占比 单位：%	6
图 5: 日本长协来源变化 单位：百万吨	8
图 6: 日本接收站分布	9
图 7: 日本 LNG 库存变化 单位：百万吨	12

图 8: 日本长输管道分布	14
图 9: 2026 日本各企业长协分布 单位: 百万吨/年	16
图 10: 日本核电发电预测 单位: TWH	18
图 11: 日本能源消费结构变化	21
图 12: 日本天然气消费季节性变化 单位: 百万方	21
图 13: 2025 日本天然气消费占比	21
图 14: 日本天然气消费分部门年度变化 单位: 百万方	21
图 15: 日本电力用气季节性变化 单位: 百万方	22
图 16: 日本气电占比变化	22
图 17: 日本工业用气季节性变化 单位: 百万方	23
图 18: 日本工业用气变化 单位: 百万方	23
图 19: 日本民用燃气季节性变化 单位: 百万方	23
图 20: 日本民用燃气变化 单位: 百万方	23
图 21: 日本民用气价格变化 单位: 美元/MMBtu, 日元/M ³	24
图 22: 日本发电量变化 单位: 太瓦时	25
图 23: 日本发电来源占比变化	25
图 24: 日本发电量变化及预测 单位: TWH	26
图 25: 日本装机变化及预测 单位: GW	27
图 26: 日本电力市场划分	28
图 27: 2019 年日本各区峰值需求和跨区输送力	28

日本 LNG 市场综述

日本是东北亚最重要的发达经济体之一，全国国土面积约 37.8 万平方公里，截至 2025 年人口规模约 1.23 亿，人口分布整体较为密集。日本经济体量长期保持在全球前列，2024 年名义 GDP 约 4.0 万亿美元，在 2024 年全球排名第 4 位、亚洲排名第 2 位，人均 GDP 约 3.25 万美元。受人口结构老化、劳动力供给收缩以及全要素生产率提升乏力等因素制约，整体经济增长长期维持在较低水平，但制造业基础依然稳固，汽车、机械设备、电子电气及高端材料等行业在全球产业链中仍占据重要位置，同时也是日本能源消费的主要产业。

主要城市中，东京是全国政治、经济和金融中心，东京都市圈（大东京圈）人口约 3,800 万，是全球规模最大的城市群之一；大阪作为关西地区核心城市，商业和工业体系成熟；名古屋位于中部地区，是日本制造业重镇，汽车产业集聚明显。与此同时，横滨、神户、千叶等沿海港口城市在对外贸易和能源物流体系中发挥关键作用。上述区域也是日本电力负荷与 LNG 接收、输配、终端消耗的核心区域。

日本 LNG 进口状况

日本 LNG 进口变化

日本是全球最大的 LNG 进口国之一，进口量长期位居全球前二，是全球 LNG 市场中最具代表性的需求国之一。由于本土天然气资源极为有限、且不存在跨境天然气管道，日本 97% 以上的天然气消费依赖 LNG 进口，能源安全高度依赖海运通道。2011 年福岛核事故后，日本 LNG 进口量大幅上升以弥补核电缺口，2014 年一度达到约 1218 亿方的历史高位。近年来，随着部分核电机组重启、可再生能源装机持续增长及用电需求疲弱，日本 LNG 进口总体呈缓慢回落趋势。2024 年日本 LNG 进口量 6626 万吨，2025 年日本 LNG 进口量为 6561 万吨，同比约下降 0.97%，进口量已基本回到 2011 年之前的水平。

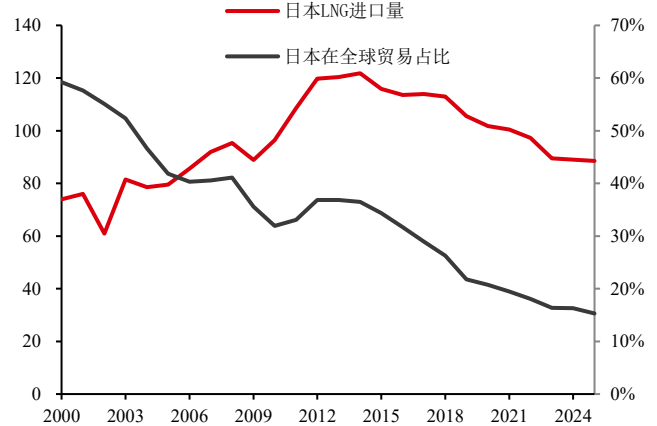
尽管日本进口量出现较大波动，但日本在全球 LNG 市场中的份额保持着稳定下降，主要源于两方面因素：一方面，日本国内需求受核电重启、可再生能源替代及电力需求疲弱影响而快速回落；另一方面，全球 LNG 贸易总量持续扩张，且需求增量主要来自中国、印度及东南亚等新兴市场，从而导致日本在全球 LNG 贸易中的占比被动下行。

图 1：日本 GDP 增长率 单位：%



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

图 2：日本 LNG 进口量 单位：亿方



资料来源：EI 华泰期货研究院

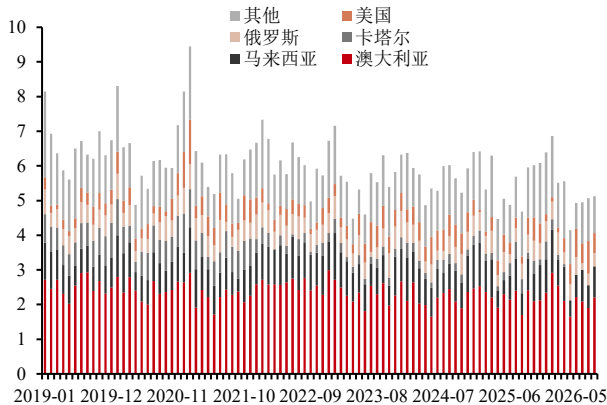
日本 LNG 进口来源结构

为保障能源安全、降低供应中断及地缘政治风险，日本 LNG 进口来源高度多元化，长期从 10 余个国家和地区采购 LNG，前五大供应国合计占据进口总量的 75%，整体供应结构相对稳定。日本 LNG 进口以太平洋盆地为主，整体占比 80%-85%，同时辅以中东及大西洋盆地资源，形成较为多样的区域配置。

澳大利亚是日本最大的 LNG 供应国。2025 年占比 39%，多年来占比较为稳定。主要供应项目包括 Gorgon、Wheatstone、Ichthys 等，合同期限多为 15-20 年，叠加航程较短、运输成本相对较低，使澳洲 LNG 长期处于日本进口结构的核心位置。但澳洲国内能源政策与监管取向具有不确定性，可能推动日本在加快进口来源分散与到期长协再配置，澳气占比上行空间或有所受限，若政策扰动持续则不排除出现温和回落并由其他来源补位的情况。

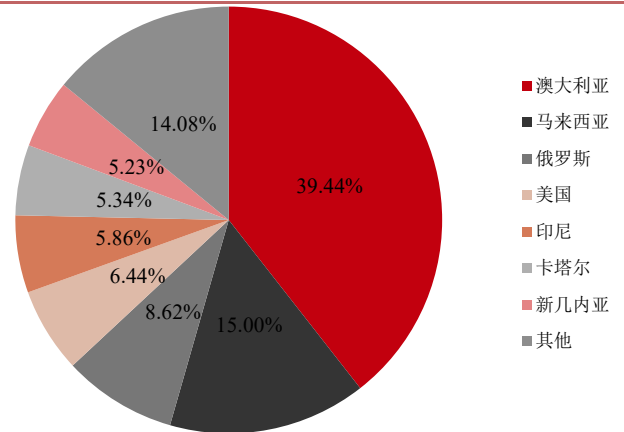
马来西亚长期位居日本第二大 LNG 供应国。2024-2025 年均维持在 15% 左右，整体呈现平台稳定，波动较低的结构特征。该部分以长期合同为主，依托马来西亚国家石油出口政策，供给稳定、价格波动相对较小。印度尼西亚为日本传统 LNG 供应国之一，2024-2025 占比均为 6%，整体趋势相对稳定。尽管部分老油气田产量下降，但印尼仍是日本重要的区域性供应来源。

图 3：日本月度 LNG 进口来源 单位：百万吨



资料来源：kpler 华泰期货研究院

图 4：2025 年日本 LNG 进口来源国家占比 单位：%



资料来源：kpler 华泰期货研究院

近年日本自俄罗斯进口 LNG 约 600–700 万吨/年、占比约 8%–10%，俄罗斯对日 LNG 供应以萨哈林-2 项目为核心，凭借航程短、周转效率高、到岸成本相对可控的优势，在日本进口结构中更偏向区域性稳定来源，整体规模保持韧性。欧盟拟在新一轮制裁中收紧 LNG 船与破冰船维护等运输服务，英国自 2026 年起推进对俄海事服务限制，美国财政部强调对俄制裁工具选项仍未排除。这些制裁政策都将导致俄 LNG 出口的航运服务链条存在一定的稳定性风险，影响萨哈林 2 号项目的航运服务可得性与交付连续性，进而使日本从俄 LNG 进口量存在不确定性。但由于近期中东冲突，为维护市场稳定，美国对俄罗斯石油制裁放开，我们判断其短期对俄罗斯做出更进一步的制裁措施可能性很低。日本对俄 LNG 的采购进口短期规模预计仍围绕 600–700 万吨/年运行，但长期在进口结构中的占比更可能从当前水平逐步回落，运力与结算环节摩擦可能影响俄 LNG 到货节奏，并在局部时点形成短期缺口，进而促使日本寻找其他货源替代的可能性。

中东方面，2024 年日本自中东进口 LNG 约 722.7 万吨，占全年总进口量的 10.96%，其中阿联酋、卡塔尔、阿曼进口 LNG 分别占全年总进口量的 1.46%、4.36%、5.14%。2025 年保持稳定，三国进口 LNG 为 701.8 万吨，占全年总进口量的约 10.8%，其中阿联酋 1.0%、卡塔尔 5.3%、阿曼 4.5%。阿联酋和卡塔尔的合约是霍尔木兹海峡中断的主要敞口，阿曼受影响较小。

美国是近年来增长最快的来源之一。随着美国液化终端扩建与新增项目推进，日本自美 LNG 进口量已逐步抬升。美国 LNG 多采用 FOB 加亨利枢纽定价模式，价格与目的地灵活性较高，在日本进口组合中主要用于补充季节性需求并分散地缘风险。

随着日本与美国在贸易与投资框架下强化扩大美国能源进口的政策信号，叠加日本买方近年对美长协签订节奏加快，使美国 LNG 更可能从边际补充逐步转向结构性增配

来源；同时，阿拉斯加 LNG 项目若推进顺利，将提供更贴近亚洲市场的增量选项并进一步提升美国在日本组合中的存在感。基准情形下，美国份额大概率维持稳中偏强的趋势，增量主要来自长协覆盖率提升与项目投产兑现。

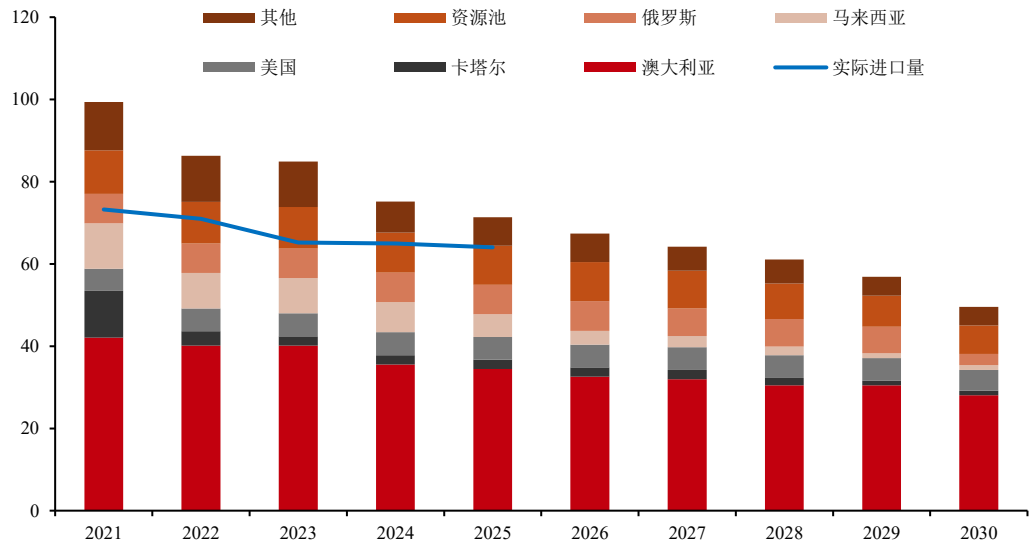
日本 LNG 长协概况

日本 LNG 进口仍以长期合同定价为主，且油价挂钩依然在合同体系中占据主导地位，其中以日本进口原油到岸综合价格（JCC）为代表的定价方式仍是最主要的合同基础。日本长期合同中与 JCC 挂钩的合同占比约 70%–80%，因此日本平均 LNG 进口整体价格在很大程度上仍对国际原油价格波动保持较高敏感性。与此同时，随着美国 LNG 出口资源在全球贸易中的占比提升，日本买家近年来也持续增加与美国气价指数 Henry Hub 挂钩或采用混合定价机制的合同，以降低单一油价挂钩带来的价格风险，并提升采购组合的灵活性和价格机制的多样性。这一变化表明，日本长协体系正在由传统的单一油价主导模式，逐步向“油价挂钩为主、气价挂钩和混合定价并存”的多元结构演变。

日本 LNG 采购体系一向以中长期合同为主体。长协在保障 LNG 需求和供应安全方面发挥核心作用，日本整体 LNG 采购中长期合同占比在 80%左右，明显高于现货与短期采购比例。合同期限以 10–20 年为主，部分项目延伸至 20 年以上，截至 2026 年，日本现存长协以规模加权平均期限为 17.9 年。这一结构与日本电力与城市燃气系统的长期资产配置及负荷特征较为匹配。

从市场运行逻辑看，日本长协体系还具有较强的“基础负荷保障”属性。日本电力企业和城市燃气企业的下游需求相对刚性，尤其在冬季供暖、夏季制冷及电力负荷高峰阶段，对 LNG 供应的稳定性要求较高。在这种背景下，长期合同能够帮助买家提前锁定中长期资源，降低在现货市场集中采购时面临的供给紧张和价格飙升风险。在全球 LNG 市场波动加剧、地缘政治不确定性上升的背景下，长协对于日本这样高度依赖进口的国家而言，具有不可替代的战略价值。对于日本而言，LNG 不仅是发电燃料，也是城市燃气供应的重要来源，因此长协的意义不仅在于锁定资源量，更在于保障公用事业体系运转的稳定性，降低国际市场剧烈波动对国内能源供应的冲击。

图 5：日本长协来源变化 单位：百万吨



资料来源：路透 华泰期货研究院

日本 LNG 采购体系以“长期合同为基础、现货采购为补充”的方式，实现对不同时间段市场需求变化的灵活应对。一方面，长期合同提供了稳定的基础供应，覆盖了电力、城市燃气等核心领域的基础需求，使下游用户能够在较长周期内锁定供应规模和价格区间，降低能源成本波动对运营的影响；另一方面，现货及短期采购则主要用于承担边际补充和灵活调节功能，用于应对阶段性需求变化和补充突发性供应缺口，如季节性用气高峰、电力负荷波动或个别核电机组检修期间的补充需求。尤其在核电重启放缓、整体 LNG 需求中长期趋于回落但短期波动仍存的背景下，现货与短约的调节作用有所上升。

总体来看，日本 LNG 采购体系是在长协保障安全底盘的基础上，通过现货采购增强对市场变化的适应能力。两者相互配合，使日本在保障 LNG 供应稳定的同时，也具备一定的市场应变能力。

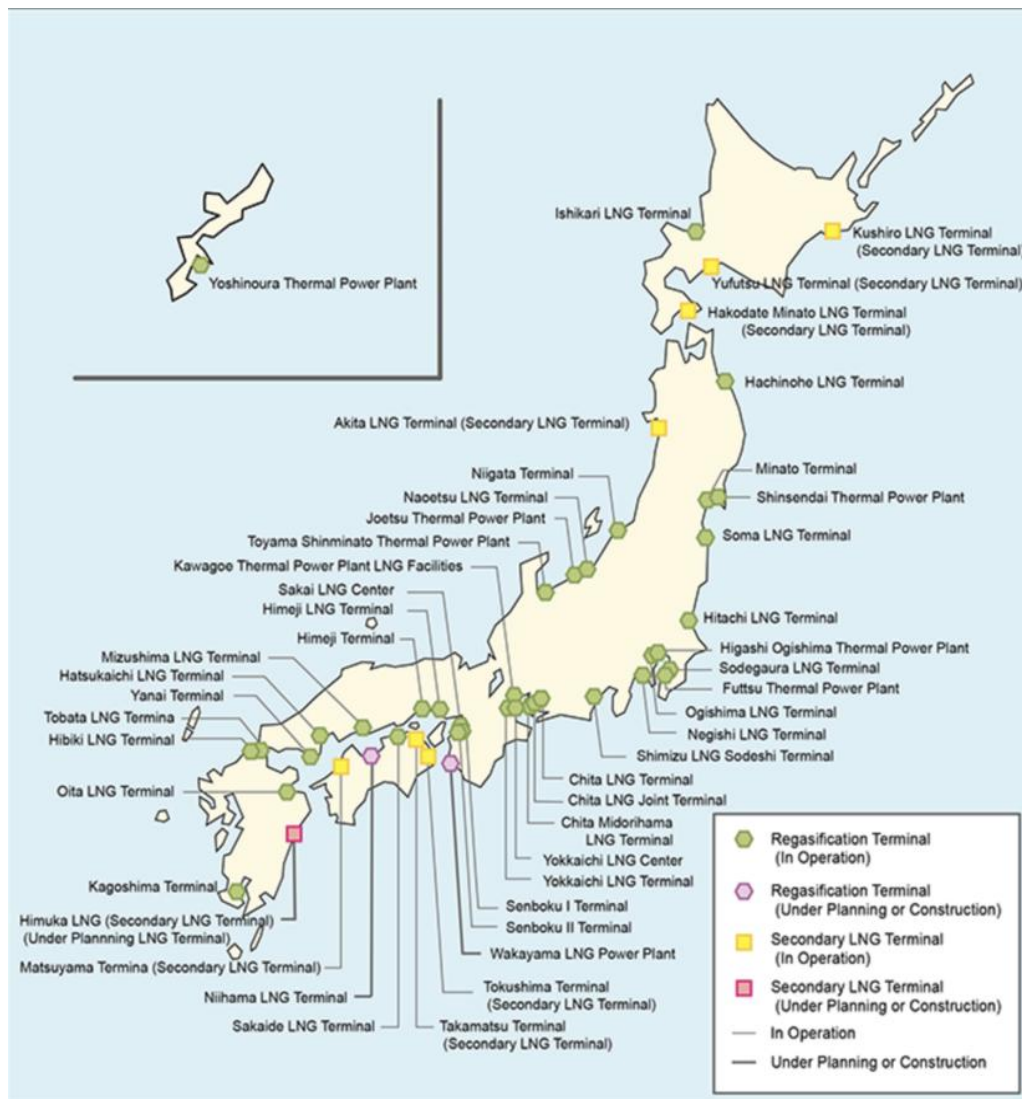
日本 LNG 基础设施情况

接收站分布状况

日本 LNG 再气化终端是其天然气供应体系的核心基础设施，承担接收、储存、气化及向下游输送的关键职能。截至 2025 年，日本拥有 33 座在运营的 LNG 接收终端，形成全球规模领先的 LNG 接收体系之一，在运营的 LNG 接收站合计再气化能力约 2.1 亿吨/年，自 2022 年后已无新投产或扩建带来的产能增长，目前也无在建新项目。终

端主要由电力公司与城市燃气公司持有与运营，其中电力公司掌握接近一半的 LNG 接收能力，整体呈现“少数大型主体主导、多点沿海布局”的特征。各主要负荷中心周边的核心终端（如关东与中部沿海、关西沿海）在调峰与保供中作用突出，典型大型终端的接收能力普遍达到 10-25 百万吨/年的量级。

图 6：日本接收站分布



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

表 1：日本接收站状况

接收站	所有人	设计产能（百万吨/年）	投产年
Negishi	JERA (50%), Tokyo Gas (50%)	11.7	1969

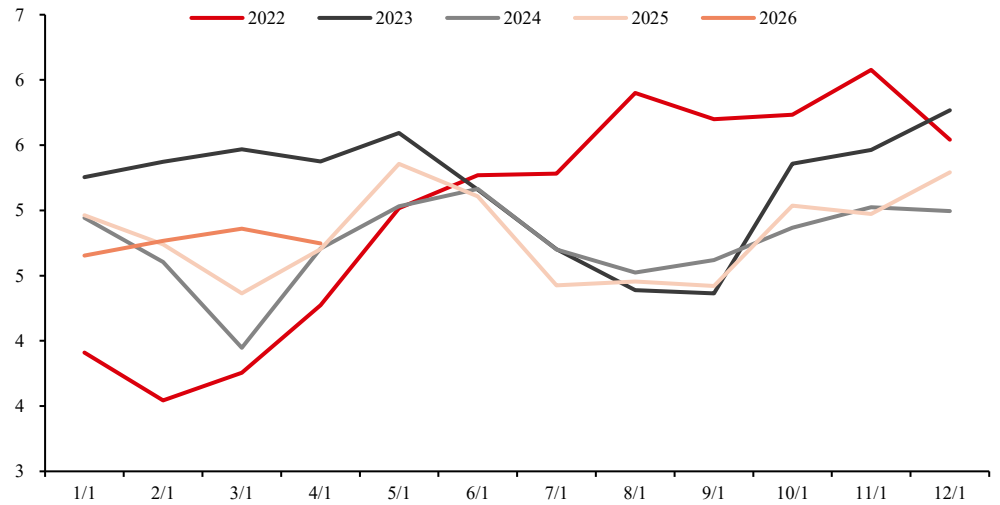
Senboku	Osaka Gas	14.9	1972
Sodegaura	JERA (50%), Tokyo Gas (50%)	28.7	1973
Tobata	Kitakyushu LNG	6.6	1977
Himeji	Osaka Gas	13.6	1979
Chita LNG	JERA (50%), Toho Gas (50%)	17.9	1983
Higashi-Niigata	Nohonkai LNG (58%), Tohoku Electric (42%)	8.7	1984
Higashi-Ohgishima	JERA	14.3	1984
Futtsu LNG	JERA	15.6	1985
Yokkaichi LNG Center	JERA	6.9	1987
Oita LNG	Kyushu Electric	5.0	1990
Yanai	Chugoku LNG	2.3	1990
Yokkaichi Works	Toho Gas	2.1	1991
Hatsukaichi	Hiroshima Gas	0.9	1996
Sodeshi	Shizuoka Gas (65%), TonenGeneral (35%)	1.6	1996
Kawagoe	JERA	7.5	1997
Shin-Minato	Gas Bureau (100%), Sendai Gas (<1%)	0.3	1997
Ohgishima	Tokyo Gas	9.6	1998
Chita Midorihama Works	Toho Gas	8.1	2001
Mizushima	Chugoku Electric (50%), JX Nippon Oil & Energy (50%)	4.2	2006
Sakai LNG	Kansai Electric (70%), Cosmo Oil (12.5%), Iwatani (12.5%), Ube Industries (5%)	6.2	2006
Sakaide LNG	Shikoku Electric Power (70%), Cosmo Oil (20%), Shikoku Gas (10%)	1.2	2010
Ishikari LNG	Hokkaido Gas	2.6	2012
Joetsu	JERA	2.2	2012

Naoetsu LNG	INPEX	2.1	2013
Hibiki LNG	Saibu Gas (90%), Kyushu Electric (10%)	2.3	2014
Akita LNG	Tobu Gas	0.6	2015
Hachinohe	JX Nippon Oil & Energy	1.5	2015
Kushiro LNG	Nippon Oil	0.5	2015
Shin-Sendai	Tohoku Electric	1.5	2015
Hitachi LNG	Tokyo Gas	6.2	2016
Soma LNG	JAPEX	1.5	2018
Niihama LNG	Tokyo Gas (50%), Shikoku Electric Power (30%), other (20%)	1.0	2022
合计		209.9	

资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

由于地质条件，日本缺乏地下天然气储气库，库存调节高度依赖 LNG 接收终端的罐容体系，其库存基本以液化天然气的形式存在。日本 33 座在运营 LNG 接收终端的 LNG 总储存库容约为 2100 万立方米，可覆盖约 36 天左右的国内天然气需求。由于储气规模的限制，日本库存的季节性变化相对其他市场更不明显，依赖于即期 LNG 的采购来平衡库存。22 年以后由于欧洲增加了淡季 LNG 采购的规模，日本在夏季因用电高峰而库存相对容易出现下滑，集中于 10-11 月增加采购为冬季备货，并在 1-3 月受城燃需求影响而库存有所下滑。

图 7：日本 LNG 库存变化 单位：百万吨



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

接收站利用状况

作为最早开始大规模进口 LNG 的国家，日本 LNG 接收站体系在数量、容量与区域覆盖度上仍维持全球领先水平，目前仍是全球接收站产能最大的国家。日本 LNG 接收站呈现显著的全国分散式布局特征，该布局基本覆盖全国主要负荷中心与沿海工业带（关东、关西、中部、九州等为核心）。这一分散式 LNG 接收网络支撑了日本燃气电站在冬季采暖高峰与夏季制冷高负荷阶段的快速调峰需求。2024 年天然气发电占比约 32%；在核电重启节奏不确定、可再生能源出力波动加大的背景下，LNG 接收站与再气化能力仍是保障电力系统稳定运行的重要基础设施。

日本再气化能力整体呈现出“整体产能充裕、利用率分化”的态势。主要由以下因素共同塑造：一是日本多年来通过长期合同锁定大规模进口，并在多个主要沿海区域建设终端形成分散布局以对冲区域负荷波动；二是天然气发电在日本电力结构中的季节性波动性较强，导致不同区域、不同季节对再气化产能的集中需求存在显著差异。

日本 LNG 再气化能力整体长期处于相对宽松、未充分饱和状态。根据近几年终端利用率数据看，2021—2025 年月度再气化利用率大多运行在 30%—40% 区间，仅个别冬季需求高峰月份接近或超过 40%，而在春末、初夏等淡季月份则常回落至 30% 以下。这表明日本接收站体系整体冗余度较高，能够较好满足季节性调峰、突发保供及进口结构调整需求，也为现货采购、资源调配和终端灵活运营提供了较大空间。

在全国范围的实际运行中，不同终端的利用率存在明显区域差异。关东与中部沿海终

端在 2024–2025 年间的平均利用率处于全年约 40%–60% 区间，而东北、北海道等需求相对较低区域的终端，在非高峰季度平均利用率则曾降至 20% 以下。九州及冲绳、关西等用气集中区的再气化设施，在寒冷冬季与夏季高负荷阶段利用率明显抬升，峰值阶段可达约 70%–85%。不同的站点也有差异，大型终端如富津、根岸等中心站点的再气化吞吐量通常占全国 LNG 总进口量的约 5%–20%，多个中型站点的贡献稳定在约 5%–10% 的区间。

国内管网和相关基础设施

日本的天然气管道主要由燃气公司依托 LNG 接收站及周边消费区域建设并运营，没有独立的管道运输公司。近年来随着《天然气公用事业法》逐步修订，提出了对第三方开放的要求，并要求企业的管道运输业务也被要求从管理和财务上与天然气销售业务分离。

东京燃气、大阪燃气、东邦燃气为三大主要管网运营商，合计运营的输气管线系统覆盖了关东、关西、中部、东北、九州与北海道等主要经济带。2017 年日本国内天然气管网总长度约 26 万公里，其中约 86% 为低压配气管网、约 13% 为中压管网，高压输气干线约 0.9%。这些输送规模与各区域的用气总量基本匹配，显示管网承担了绝大部分进口到终端用户的中长距离输送任务。

2024–2025 冬季用气高峰期间，关东、中部与关西等地区的天然气发电与民用采暖负荷攀升，在 2024 年 12 月至 2025 年 2 月取暖季内，日本跨区域天然气输送量约比年度平均值提升 15%–22%，局部高峰段甚至超过 30%，这部分增量主要依赖于长输管网的区域联调能力。

此外，日本的配套设施还包括分布在主要都市圈的调压站与分输网络。截至 2025 年，全国范围内共有百余个中压级分输枢纽，负责将高压长输管线的气源分配至电站、工业园区及城市燃气系统。这些分输设施的存在，使得来自不同 LNG 终端的气源可以在终端之间形成“多源入口→全国性管网→区域分配网”的三级流通结构。在跨区域调度过程中，管网运营商通过调节各主要枢纽站的进出口节点流量，实现供应与需求之间的动态平衡。

图 8：日本长输管道分布



资料来源：IEA 华泰期货研究院

日本市场主体和政府能源政策

日本 LNG 市场主要参与主体

日本 LNG 市场高度集中，由少数大型能源企业主导，其中 JERA、东京燃气（TokyoGas）和大阪燃气（OsakaGas）构成核心主体，合计占总进口量的 88%，控制了日本大部分 LNG 进口、发电和城市燃气供应体系。

JERA 是日本最大的 LNG 采购方和电力燃料供应商，由东京电力（TEPCO）与中部电力于 2015 年合资成立，是全球最大的 LNG 买家之一。2024 年 JERA 的 LNG 采购量维持在 3500 万吨左右，占 2024 年日本 LNG 总进口量的约 53%。其长期合同覆盖澳大利亚、卡塔尔、美国、马来西亚、俄罗斯等主要出口国，合同期限多在 15–25 年之间，并逐步增加与美国项目挂钩的 FOB 合同，长协总规模占到了日本的 34%。2026 年日本新签订的长协合同为 550 万吨/年，其中 JERA 签订的长协为 520 万吨/年，长期来看 JERA 仍会是日本最具影响力的进口商。

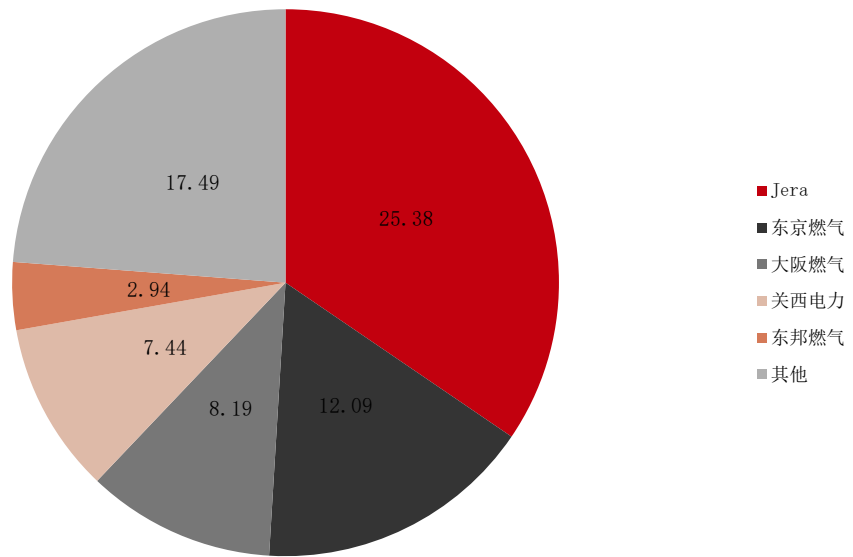
近年来，JERA 同时在澳大利亚（Gorgon、Ichthys）、美国（Freeport、Cameron）等项目中持有上游权益，身份正从一个单一的进口贸易商转型为综合性质的全球天然气贸易企业。2026 年 3 月，公司与法国敦刻尔克 LNG 终端签署为期 6 年的接收站使用协议，自 2031 年起获得每年 20 亿立方米再气化能力，这是其首次获取日本境外 LNG 接收站能力。未来一方面，依托美国 FOB 长协与欧洲终端接收能力，公司可在日本需求旺季优先保障国内供应，在需求淡季则将部分货源更灵活地导入欧洲市场，从而提升对日本季节性需求波动的应对能力；另一方面，海外接收站能力的落地也有助于公司拓展销售半径、增强对亚洲与欧洲市场间 LNG 货物流向的优化能力，并进一步提升其 LNG 组合运营的灵活性与能源安全保障能力。

东京燃气（Tokyo Gas）是日本最大的城市燃气公司，也是仅次于 JERA 的 LNG 采购方。2024 年东京燃气 LNG 年采购量约 1156 万吨，占总进口量的 18%。主要用于关东地区城市燃气供应及部分发电用途。其长期合同来源以澳大利亚、马来西亚、卡塔尔和美国为主，同时保留一定比例的现货采购。东京燃气在海外上游项目中亦有参股，包括澳大利亚 Ichthys LNG、日本国内接收站和储气设施，保障长期供气稳定性。

大阪燃气是日本第二大城市燃气企业，年 LNG 采购量约 1118 万吨，占总进口量的 17%。主要面向关西地区。其采购结构以长期合同为主，并通过与关西电力的联合采购提高议价能力。大阪燃气同样在澳大利亚、东南亚等地持有上游权益。

整体来看，日本 LNG 进口呈现出“少数大型企业主导、长期合同为主、来源高度多元化”的结构特征，为其能源安全提供了稳定支撑。

图 9：2026 日本各企业长协分布 单位：百万吨/年



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

日本能源政策趋势

从政策背景及需求情况看，日本在能源转型过程中仍将对 LNG 保持较高依赖。日本于 2025 年发布第七版《战略能源计划》，在重新强调核电作为脱碳支柱的同时，明确 LNG 在能源安全和电力系统稳定性中的长期作用。政策目标提出到 2040 年火电占比下降至 30%–40%，其中煤电为主要压减对象，LNG 在火电体系中的相对地位进一步凸显。需求侧方面，尽管日本电力需求在 2010–2023 年整体呈下降趋势，但最新规划上调了中长期用电需求预期，预计 2023–2040 年年均增长 0.7%–1.3%。在核电重启进度不确定、可再生能源并网及消纳约束仍存、发电波动性上升的背景下，LNG 作为调峰、备用和平衡电源，在日本电力系统中仍具有重要地位。

与此同时，日本对 LNG 的定位已不再局限于一般市场化燃料，而是逐步纳入能源安全政策框架。2023 年日本基于《经济安全保障推进法》建立 Strategic Buffer LNG

(SBL, 战略缓冲 LNG) 机制，由于 LNG 的储存成本较高，该机制并非静态储备，而是高峰动态预留调整。由经产省选择 LNG 调达能力较强的民间企业作为运营主体，预先持有战略性 LNG 余量，并要求其在冬季等高风险阶段保留一定船货的调配灵活性，当国内出现供应紧张时，相关资源可优先转向国内保供。2023 年 11 月，JERA 成为首个被指定的运用主体，并在 2023 年 12 月至 2024 年 2 月冬季高峰期每月确保供应 1 船货物。与此同时，JOGMEC (Japan Organization for Metals and Energy Security, 日本金属与能源安全机构) 作为日本政府设立的独立行政法人，在该机制中承担支援基金管理和补偿执行职能，对企业 SBL 产生的相关利润按规定予以回收，并

用来对企业因持有 SBL 产生延后销售或应急转售的额外成本和损失时给予补助，以此降低企业 SBL 持货成本和经营风险。该政策表明，除供应多元化、长期合同外，日本也正在通过战略缓冲储备和企业调运能力建设等方式，提升 LNG 供应体系的韧性。由此看，日本未来能源政策并非单纯压降 LNG 使用，而是在推进脱碳的同时，保留其在保供和系统调节中的战略功能。

日本核电重启情况

福岛核事故发生前，日本核电在电力结构中占据核心地位。2010 年，日本共有 54 台商用核反应堆，核电装机容量约 4735 万千瓦，年发电量约 2880 亿千瓦时，核电发电占比约 30%，是当时最主要的基荷电源之一。事故发生后，安全审查全面收紧，地方层面反对增强，核电机组陆续停运，日本民主党曾提出在 2030 年代前逐步淘汰核能。到 2012 年 9 月，日本所有核电机组全部退出运行，核电发电量降至零，核电在全国发电结构中的占比同步归零。

核电全面停运后，日本发电结构迅速向化石能源倾斜。2012 至 2014 年期间，日本 LNG 发电量较事故前水平累计增加约 1000 亿千瓦时，煤电与石油发电量亦明显上升。同期，日本能源进口成本显著抬升，2011 至 2013 年化石能源进口支出累计增加约 4 万亿日元。电价层面，事故后数年内家庭电价较事故前上涨约 20%，工业用电价格涨幅接近 40%，成本压力在居民端与企业端同时显现。

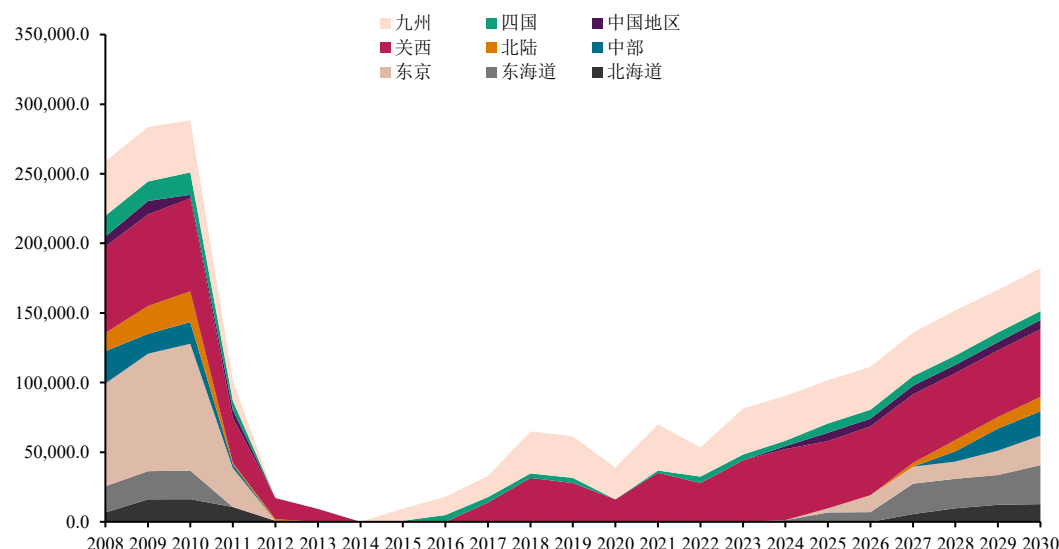
2014 年的《基本能源规划》政策方向出现调整，将核能重新界定为日本的“重要基荷电源”。该规划旨在到 2030 年使核能发电量占比达到 20%-22%，并辅以可再生能源的扩张。然而，出于政治审慎考虑，日本政府并没有提出新建或更换旧反应堆，以避免公众的强烈反对。此后至 2022 年，10 座核反应堆在安全审查后重新投入运行。

2023 年，《实现绿色转型基本指导方针》的发布标志着日本核能政策发生了重大转变。文件将核能定位为一项关键的基荷及清洁能源来源，对实现能源安全与脱碳目标均至关重要，并呼吁“最大限度地扩大核能利用规模”。2023 年 2 月，修正案进一步延长了核反应堆的使用寿命，使其超过原先规定的 60 年上限，且不将因安全检查和/或行政指令导致的停堆期计入在内。这一调整将核能设备寿命管理的监管权从《核反应堆管理法》项下的日本原子能委员会（NRA）转移至《电力业务法》项下的经济产业省（METI），进一步强化了 METI 在推动核能发展方面的监管职能。此后日本核电重启开始加速。2023-2026 年，日本重启 5 座核电机组，并计划在 28-29 年之间再重启 4 座机组。

复产过程中还要面临各种调试和突发性事故，其节奏具有高度不确定性。柏崎刈羽核电站 6 号机组（KK6，装机约 135.6 万千瓦），为近年来重启最大规模机组。2026 年 3

月 12 日因发电机侧异常触发告警，一度下调出力并推迟原定于 3 月 18 日开始的商业运行安排。由于事故性质偏向技术性故障而非重大安全事件。柏崎刈羽核电站 6 号机组在经历 3 月中旬的短暂技术故障后，已于 4 月中旬启动商业运行。据标普预测，至 2030 年，按照日本当前重启节奏，核电发电量有望达到 182TWH，为此前高峰期 60% 左右。

图 10：日本核电发电预测 单位：TWH



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

日本煤电政策

福岛事故后，日本煤电并未像核电一样经历清零退出，而是在能源安全与减排目标之间被长期保留。2011 年核电停运后，日本煤电发电量迅速上升，2013–2015 年煤电发电占比稳定在 30%–33% 区间，成为弥补核电缺口的主要电源之一。2025 年，煤电仍占日本发电结构的 30% 左右，装机容量在 53GW，在所有火电中占比超过三分之一。

在最新的《第七次战略能源计划》中，日本未设定明确的煤电退出时间表，仅提出到 2040 年火电总体占比控制在 30%–40% 的区间目标。由于天然气火电在燃料价格和供应安全上存在不确定性，这一表述实际上为煤电保留了长期运行空间。在现行路径下，2040 年日本煤电装机仍可能维持在 30GW 以上。Wood Mackenzie 测算显示，欧盟煤电装机将在 2035–2040 年间降至约 10–20GW，随着德国及多数成员国完成退煤，煤电在电力系统中基本退出主流；美国煤电装机预计至 2040 年将降至约 25–35GW，较 2024 年水平削减超过一半，煤电主要作为区域性备用和极端负荷支撑电源存在，日本煤电将明显高于欧美水平。

在 2040 年电力结构设想中，可再生能源目标占比上限 50%，核电 20%，剩余 30%–40% 由火电承担。但在核电重启进度放缓、可再生能源受土地和并网瓶颈制约的背景下，煤电成为“系统兜底电源”维持着供电可靠性。若煤电退出速度快于核电重启，2040 年日本电力系统备用容量将下降至 8% 以下，显著低于当前 12%–15% 的安全区间。

煤电也仍被视为对冲 LNG 风险的重要选项。2022 年能源危机期间，日本 LNG 现货进口价格一度超过 40 美元，而煤炭进口价格虽上涨，但对应电价波动幅度明显小于天然气。该经验在最新能源政策与规划中已得到一定程度吸收，使煤电从过渡能源进一步转向长期风险对冲与兜底工具。2026 年 3 月 27 日日本政府表示为减少液化天然气消费，决定从 4 月 1 日起放宽对燃煤电厂的监管。此前对于设计效率低于 42% 的低效燃煤电厂限制其年产能利用率保持在 50%，从 4 月 1 日为期一年内将取消这一限制。

长期来看，煤电更可能维持一定机组规模，但发电占比会继续下压。若 2030 年后可再生能源并网瓶颈改善、核电重启明显加快，煤电发电占比才可能大幅下降。反之，若核电恢复偏慢且电网消纳约束持续，煤电保留规模可能更高，兜底职责也会延续更久。日本煤电未来会以缓慢收缩为主，短期以稳规模为主，中期通过效率筛选和运行约束压减发电量，长期再逐步压缩至以备用和系统安全为核心的功能定位。

日本可再生能源政策

在日本当前能源政策框架下，再生能源在制度上仍被纳入中长期减排路径，但实际推进重心已由规模扩张转向安全性、可控性与系统适配性。25 年全年日本再生能源发电占比为 23.9%，根据第七次《战略能源计划》，日本提出到 2030 年将再生能源发电占比提升至 36%–38%，长期仍有较大提升空间。但在能源安全优先、核电重启节奏不确定、化石能源退出偏慢的约束下，再生能源政策呈现“目标明确、执行受限”的特征。

其中风电仍是日本再生能源体系中的短板。截至 2025 年，日本风电累计装机约 9GW，发电占比仅为 1.5%。尽管政策目标推动 2030 年前持续扩容，但受制于海域水深条件、漂浮式风电投资成本高、本土供应链成熟度不足以及开发周期较长等因素，风电难以在本十年内形成对火电的结构性替代。基准情形下，2030 年日本风电装机预计约 16GW，对应发电占比提升幅度有限；即使政策持续支持，其增量贡献也更能体现为边际补充，而非主导替代。

太阳能仍是日本再生能源扩张的核心方向。2025 年日本太阳能发电量为 110.8TWh，占总发电量的 10.8%。第七次《战略能源计划》提出，光伏后续扩张将更多依赖屋顶分布式、建筑一体化及钙钛矿电池，其中 2030 年前政府部门约 50% 的可安装建筑将配置光伏，新建独栋住宅装机覆盖率目标为 60%。不过，官方也明确指出，传统地面光伏正面临适宜场址减少、社区共生约束增强及出力受天气影响等限制；东京都自 2025 年 4

月起要求大型开发商在新建住宅中配置太阳能设备。整体看，太阳能仍将是日本再生能源增量的主要来源，但应政策要求，扩张模式将更偏向屋顶分布式渗透率提升与技术升级，而非早期的集中式地面电站的再度放量。

生物质发电在日本再生能源体系中更接近稳定补充电源。2025 年日本生物质发电量为 47.6TWh，占总发电量的 4.6%。政策上日本 2030 电源结构给予生物质约 5%的发电占比目标。第七次《战略能源计划》同时指出，大型生物质项目的核心约束在于燃料供应的稳定性与可持续性。整体看，生物质短期内仍可凭借相对稳定出力对电力系统形成补充，但中长期规模仍有提升空间，但提升幅度有限，难以成为替代火电的主导力量。

整体来看，日本可再生能源政策面临的主要约束，已不只是发展目标问题，而更多体现在电网消纳、区域输电、项目周期、土地资源及配套储能经济性等方面。目前核电重启慢于预期，若电网与地方阻力延续，再生能源占比更可能低于政策理想水平并停留在 30%-33%，对火电尤其是 LNG 与部分煤电的替代力度有限。

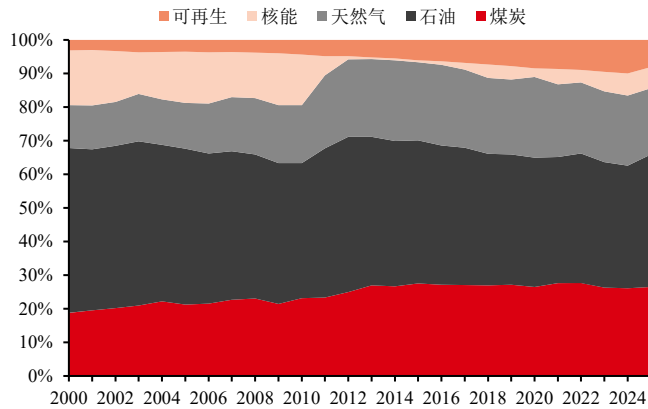
日本 LNG 需求情况

日本天然气消费概况

日本能源结构中，天然气长期处于三大化石能源中占比最小者，在福岛事件之前天然气占总能源消费比例在 12%-16%之间。此后由于核电退出，煤炭与天然气占比迅速攀升，其中天然气达到 20%以上，此后维持高位。22 年后核电加速重启，气电占比开始下滑，2025 年占总能源消费的 19%，煤炭由于成本优势，近年来维持在 26%左右的水平。

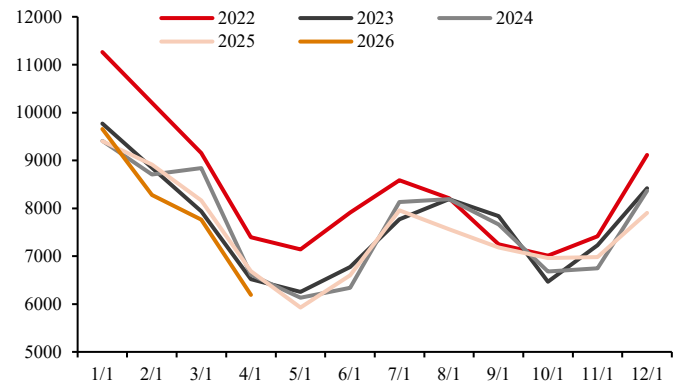
日本天然气消费中，电力消费是最主要的需求。2025 年日本总天然气消费量为 904 亿方，其中电力消费占到 55.6%，而城燃消费和工业消费则分别占比 15.0%和 25.5%。受这一消费结构影响，日本天然气消费呈现冬季旺季和夏季小旺季两个需求峰值的特点，春秋季节相对为消费淡季。由于日本人口衰退和电力结构调整的影响，城燃需求和电力需求长期有下滑趋势，导致总需求近年来总体呈下降趋势，2021-2025 总消费年化增长率为-3.1%。

图 11：日本能源消费结构变化



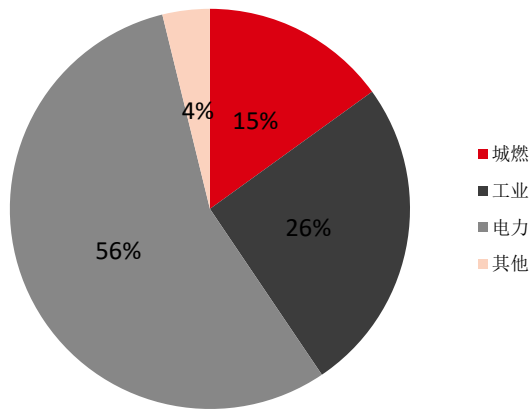
资料来源：IEA 华泰期货研究院

图 12：日本天然气消费季节性变化 单位：百万方



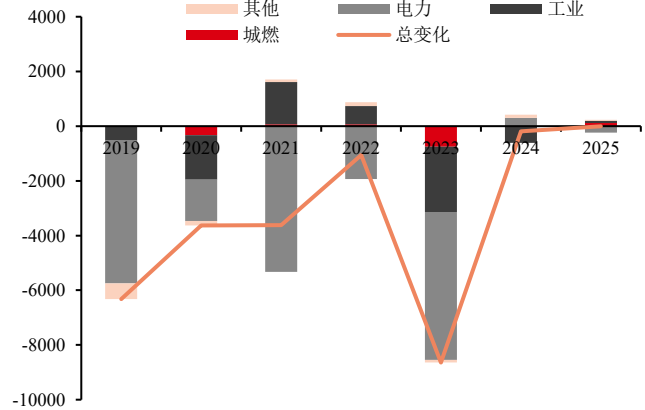
资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

图 13：2025 日本天然气消费占比



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

图 14：日本天然气消费分部门年度变化 单位：百万方



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

作为核心需求的气电需求

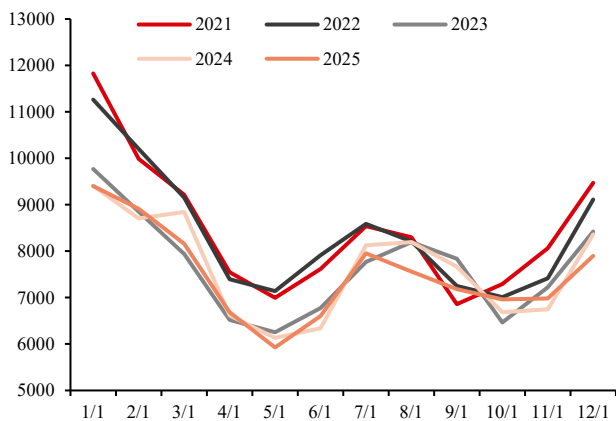
在日本的能源消费结构中，发电部门长期是天然气最主要消费部门，气电需求依然是 LNG 消费的核心驱动力。尽管如上文提到，日本能源政策上在鼓励可再生能源的发展和加快核电重启进程，但受制于两者运行或重启的不确定性，化石燃料在日本发电中将长期占重要作用，其中气电仍然为主要支柱。

从规模来看，2025 年气电消费为 510 亿方，较 2016 年高峰的 735 亿方下降了近 30%，在总消费中的占比也从 63%下降至 55%。由于日本的总电力消费相对平稳，气电需求的降低主要是电力结构性的调整，其中一方面是核电重启和可再生能源的投产对于气电需求的长期挤出，另一方面是国际天然气价格维持在高位，煤电的成本优势也对气电形成了挑战。

尽管正受到其他电力来源的挤压，2025 年日本气电仍然是最大电力来源，占到总发电

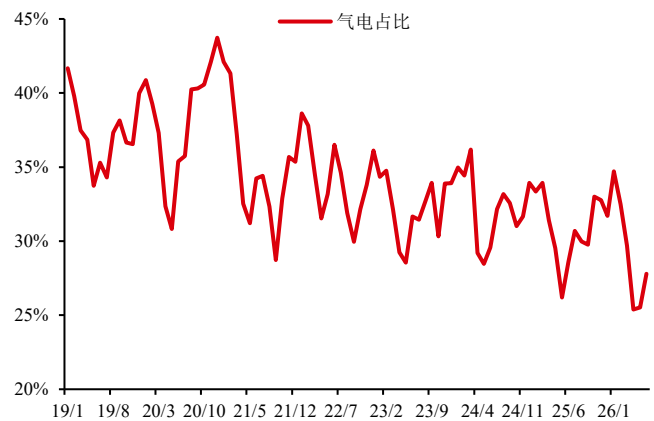
量的 29.6%，且可再生能源的高波动性和极端气候频发也会对于能快速调峰的气电形成促进作用，后续气电减量速度或有所收缩。这一特点导致尽管冬夏都是用气高峰，但冬季热电联产需求和以太阳能和水电为主的可再生发电偏弱，冬季气电需求为年内最高水平，以 2025 年为例，气电需求最高的 1 月达到最低的 5 月的 1.6 倍左右，季节性较为明显。目前天然气仍是日本电力系统的重要过渡能源，日本官方最新战略能源计划也指出，天然气将继续发挥平衡电源作用，因此在 2030 年前，日本 LNG 需求仍将主要由电力部门支撑，气电需求的变化仍会是日本天然气消费最主要的影响因素。

图 15：日本电力用气季节性变化 单位：百万方



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

图 16：日本气电占比变化

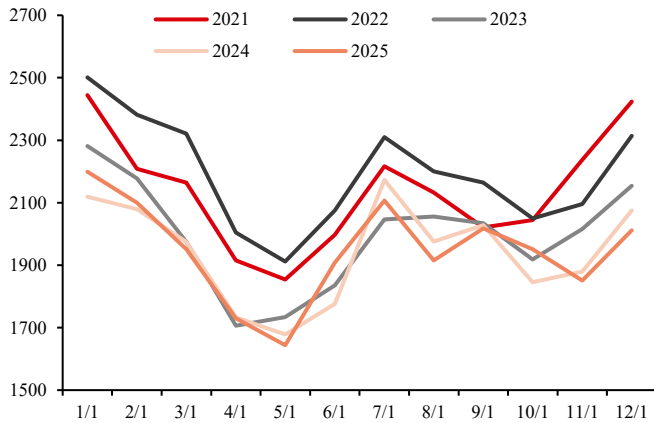


资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

整体平稳的工业用气

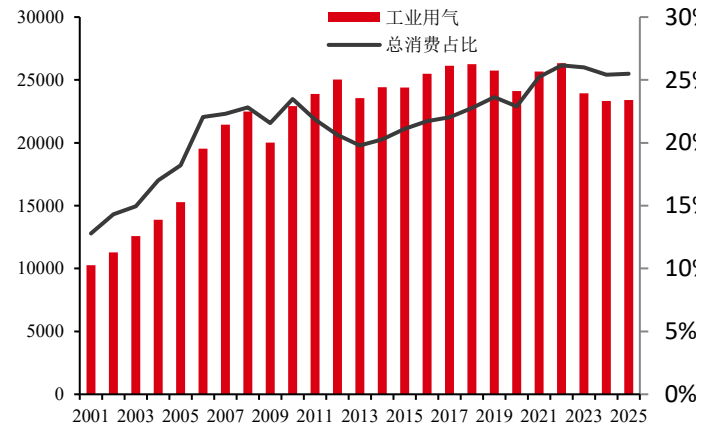
日本工业用气需求整体呈现“高位运行、缓慢回落”的特征，其季节性波动与电力用气类似，但冬夏差距更小，且由于工业企业生产特性，需求刚需性质更强，过去长期保持着较为平稳的幅度，近年尽管因气价高昂而出现下降，但其下降幅度低于电力用气。2025 年工业用气消费为 234 亿方，近五年年化增长率为 -2.3%，低于总消费的降幅。由于电力消费降量更为明显，2025 年工业用气在总消费占比为 26%，近年来几乎维持不变。长期来看随着全球 LNG 市场供应的逐渐宽裕，工业用气仍有企稳态势，随国际市场价格走弱进而有望小幅回升。

图 17: 日本工业用气季节性变化 单位: 百万方



资料来源: 标普大宗 华泰期货研究院

图 18: 日本工业用气变化 单位: 百万方

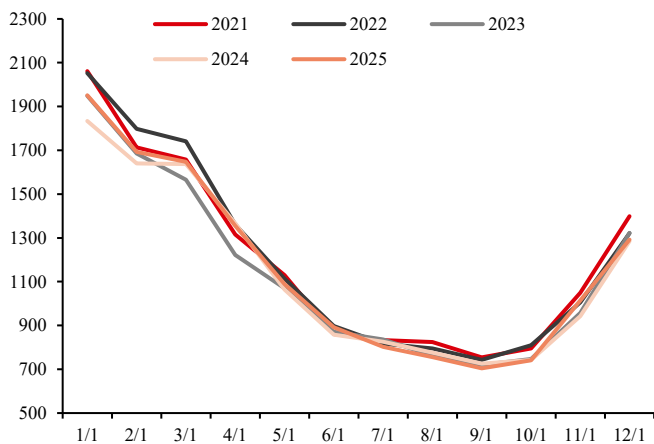


资料来源: 标普大宗 华泰期货研究院

民用及商业用气需求

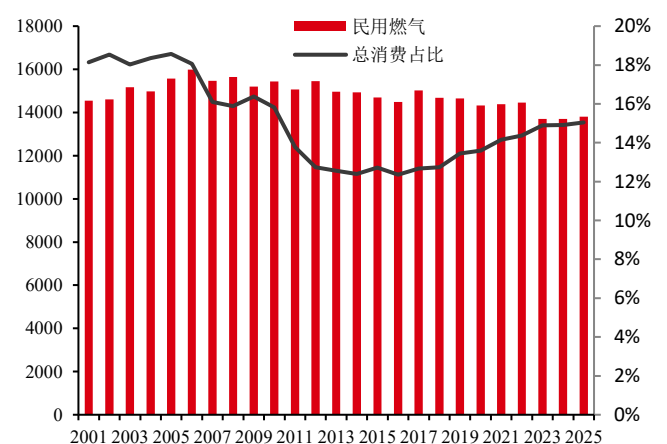
居民与商业需求是日本燃气终端消费的传统组成部分，由于日本城市化率极高，天然气普及率达到上限，且人口进入衰减期，其城市燃气在 2006 年就基本达峰，远早于其他领域需求。2025 年日本城燃消费为 138 亿方，近五年年化增长率为-1.0%。尽管日本城燃在达峰后就出现了稳定下行的趋势，但居民用气刚需性质最强，近年气价大涨之后其降幅低于其他领域消费，占比反而持续逆势上升，2025 年占到总消费的 15%，较 2012 年气电大增后的 12%有明显回升。

图 19: 日本民用燃气季节性变化 单位: 百万方



资料来源: 标普大宗 华泰期货研究院

图 20: 日本民用燃气变化 单位: 百万方

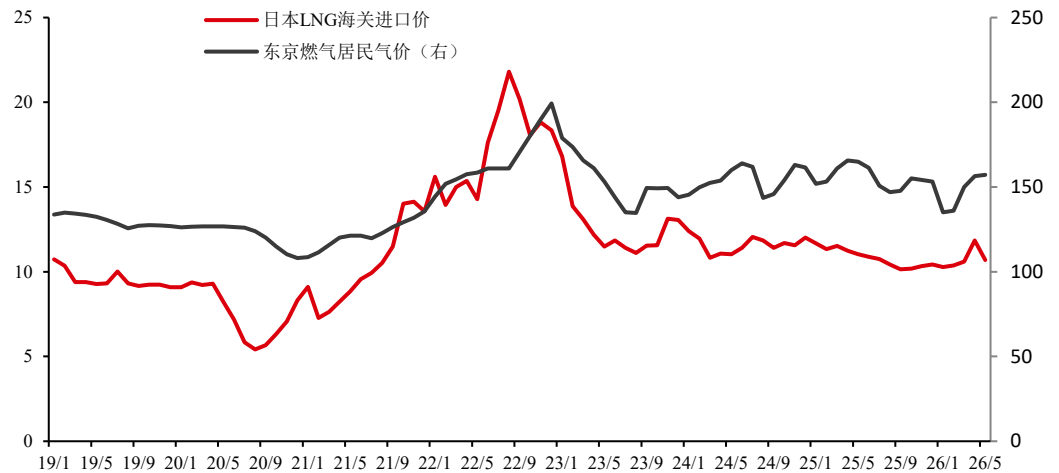


资料来源: 标普大宗 华泰期货研究院

对于民用燃气定价，日本政府要求燃气企业参考三个月的海关液化天然气和液化石油气的平均进口价格（滞后两个月，即涵盖前 3-5 个月）来进行评估定价。日本政府此前基于通胀和高能源价格的担忧，在 2026 年 1 月至 3 月采取居民用气补贴，在 1 月和 2 月期间按 18 日元/m³，3 月期间 18 日元/m³给予补贴。这使得该季度内平均燃气价格

相对平稳，但随着 2026 年 3 月补贴到期，以及 26 年上半年国际天然气价格上涨的滞后传导，日本民用燃气价格面临再度上涨压力。有鉴于此，日本政府在 26 年 7 月至 9 月再度推出电力和燃气补贴，其中对居民用气在 7-9 月进行 14-18 日元/m³的补贴。居民消费的刚性和政府对高价的补贴政策会导致民用气消费长期保持较好韧性，其变化相对平稳。

图 21：日本民用气价格变化 单位：美元/MMBtu, 日元/m³



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

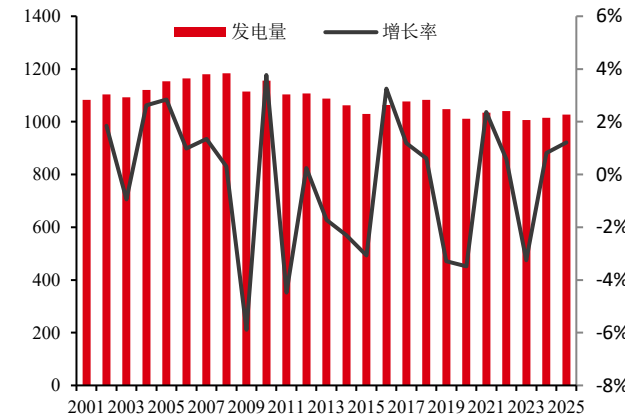
日本电力市场

日本电力市场概况

日本发电量在 2009 年达峰，此后整体呈小幅下滑趋势，近年来较为平稳。2025 年总发电量为 1027 太瓦时，5 年年化增长率为-0.2%。从发电量结构看，日本电力系统对化石燃料的依赖仍然较高，但存在下降趋势。2025 年，日本化石燃料发电量占全国总发电量 61%，较 2019 年的 72% 出现明显下滑。其中 LNG 发电占比自 37% 下降至 31%，煤电占比自 31% 下降至 28%。与之相对，可再生能源发电量占比从 18% 上升至 25%，核电发电量占比从 6% 上升至 10%。

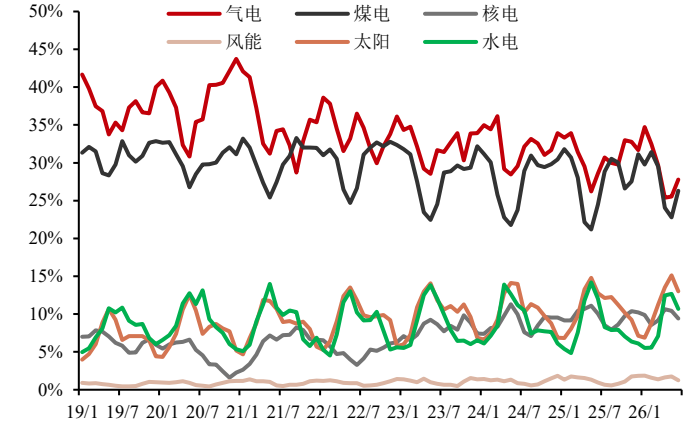
从季节性看，日本发电需求呈现较明显的“冬夏双高峰、春秋偏低”特征。冬季居民取暖需求上升，夏季则受高温天气和制冷负荷拉动，均会推高电力系统负荷，并带动气电需求增长。根据发电数据，2024 年总发电量高点主要出现在 1-3 月，而 2025 年由于夏季高温再次明显抬升，其中 2025 年 8 月总发电量达到 79TWh，LNG 发电量达 29TWh，达到夏季高位。考虑到 LNG 机组启停灵活、调峰能力强的特性，在冬夏负荷高峰阶段仍将是日本电力系统的重要支撑电源。

图 22：日本发电量变化 单位：太瓦时



资料来源：EI 华泰期货研究院

图 23：日本发电来源占比变化



资料来源：IEA 华泰期货研究院

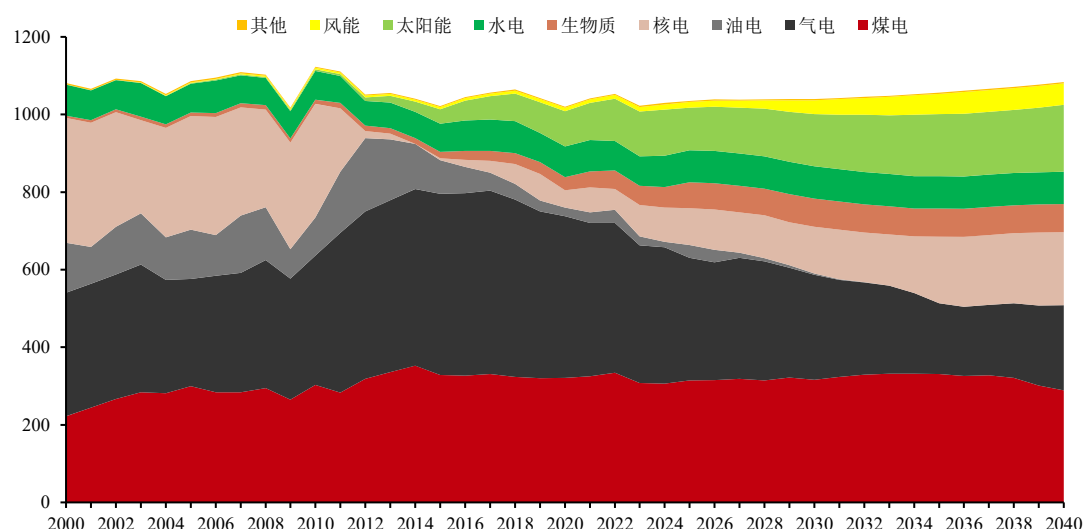
非气电发电变化：化石能源托底，可再生与核电稳定增长

核电是影响日本 LNG 气电需求的关键变量，其机组的重启会带来较直接的气电减量的影响。短期内尚不足以改变 LNG 发电的主力地位。现实中，日本核电重启仍受制于安全审查、地方同意、设备改造和项目延期等因素，新增核电供应释放节奏偏慢，因此 LNG 机组仍需承担较强的保供和补位功能。从中长期看，随着更多机组恢复运行，核电占比有望稳定回升，在 2035 年之前对气电形成持续性挤出。

煤电仍是日本电力系统的重要组成部分，份额长期相对稳定，由于成本优势而下行幅度弱于气电。而曾经有一定份额的油电在 2025 年将基本退出电力市场。政策层面，日本并非简单“去火电”，而是在保供前提下推动火电低碳化和结构优化；在第七次能源基本计划框架下，火电仍将保留一定比例，因此煤电长期相对稳定，在 2038 年后随着降低排放的需求才会再度将份额让渡给气电。彭博预估，至 2040 年，化石能源发电仍占总发电的 47%，较 2025 年 64% 的比例明显下降，但依然为最大发电来源。

新能源增长正在改变日本电力结构，但并未削弱 LNG 气电的主导地位。新能源中太阳能贡献最为明显，新能源占比提升后，白天光伏出力增强、傍晚快速回落的现象更加突出，电力系统对灵活调峰电源的需求反而上升。LNG 机组因启停快、负荷调节能力强，成为吸收新能源波动、保障系统稳定运行的关键电源。因此，新能源扩张对 LNG 的影响并不是简单替代，而更接近于“压低部分发电小时数，但强化其容量价值和调峰价值”。日本最新能源基本计划也将可再生能源定位为未来主力电源，同时强调降低并网与系统平衡成本，这意味着对灵活调节电源的依赖不会消失。彭博预估，至 2040 年，太阳能发电或占到总发电的 16%，而可再生发电将占到 35%。

图 24：日本发电量变化及预测 单位：TWH



资料来源：BNEF 华泰期货研究院

装机规模：火电仍占主体，可再生能源装机持续扩张

各类型发电装机方面，日本电力系统在 2025 年仍然呈现火电仍占主体、可再生能源装机持续扩张的格局。2025 年总装机规模为 338GW，其中，火电装机为 152GW，占到总装机数的 45%，仍为全国最主要装机板块；水电与可再生能源合计装机占到 49%，较 2020 年增长 24%，是最主要的增量来源。核电装机维持在 13GW，占比约 4%，规模较历史峰值的 50GW 仍有距离。

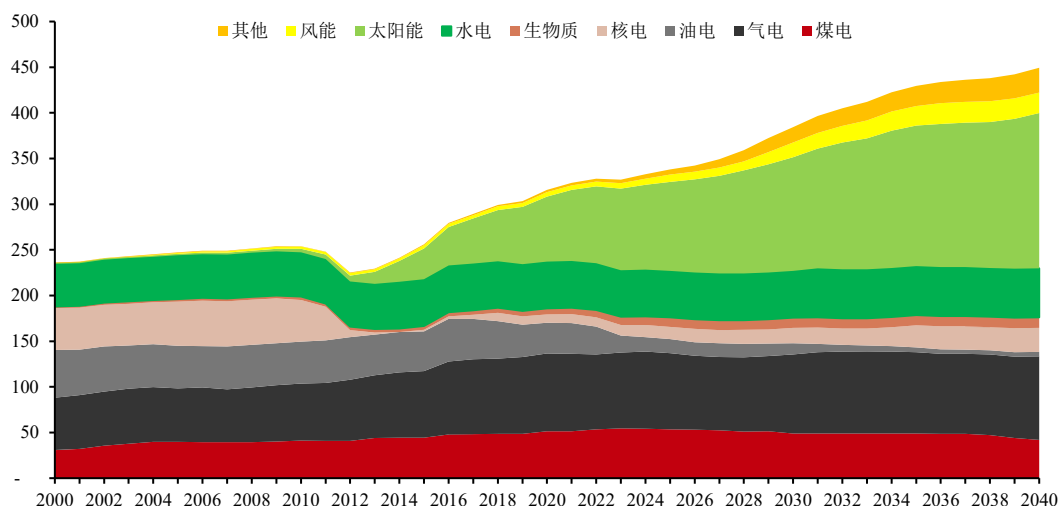
中长期看，装机结构将继续沿着火电缓慢下行、可再生能源持续扩容的路径演进。可再生能源装机将逐步超过火电，但火电仍将在容量保障和系统调节中保持关键地位。

火电方面，2025 年气电装机在 83GW，在 2030 年后预计将开始持续增长，长期保持在近 100GW 的水平。煤电则将停止投产新机组，随着旧机组的淘汰，2040 年规模将下降至目前的 80%左右。油电则在 2016 年以来进入淘汰周期，未来将持续下滑至极低水平。总体来看油电以外的火电项目并未快速退出，总量缓降的同时，产能继续向 LNG 和相对高效率机组集中。2035 年预计总火电机组在 143GW，占比从 2025 的 45% 下降至 33%。

可再生能源侧的扩张则更具确定性。2025 年太阳能装机 97GW，是 2015 年的 34GW 的 2.9 倍，预计 2035 年太阳能装机将达到 154GW，保持着较为稳定的高增速，是可再生能源最主要的增长贡献者。风能和水电方面受制于地理条件影响，2025-2035 则分

别只能贡献 14 和 3GW 的产能，占比仍然偏低。

图 25：日本装机变化及预测 单位：GW

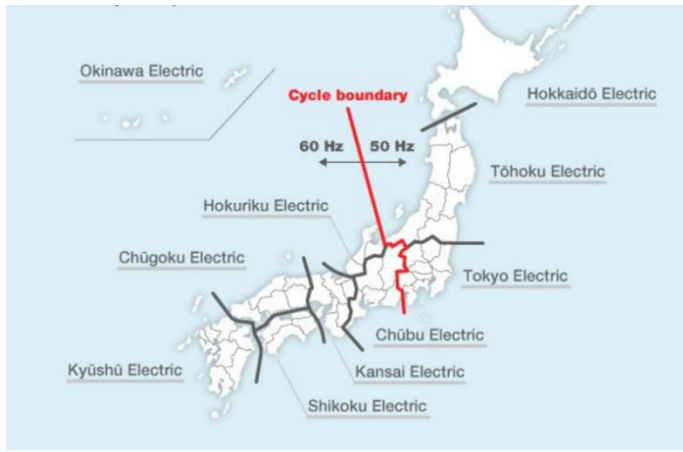


资料来源：BNEF 华泰期货研究院

电力市场运行机制：多层次市场体系持续运行

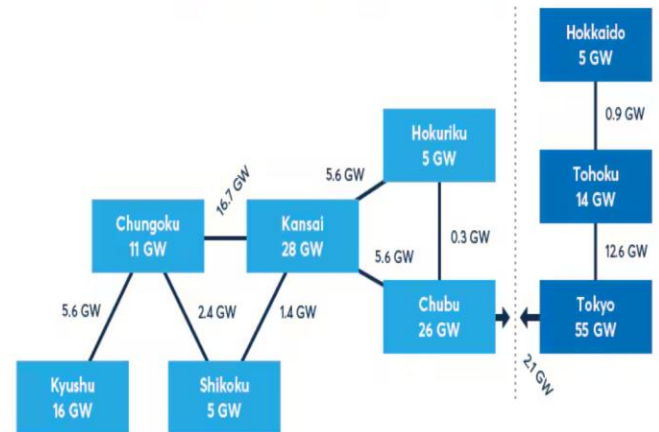
日本电力市场当前形成由电力现货市场、容量市场、辅助服务市场、平衡市场及环境价值市场构成的多层次市场体系。日本电力现货市场成交电量约占全国用电量的 30% 左右，全国电力市场划分为 10 个区域性市场区域。这 10 个区域最初对应日本原有的区域性垂直一体化电力公司划分，目前仍是电力现货市场（JEPX）、调度与价格形成的重要空间基础。其中，北海道—九州 9 个区域之间通过跨区联络线相连；冲绳区域电网与本州系统物理隔离，不参与跨区输电。受历史因素影响，日本电网长期存在东部 50Hz、西部 60Hz 的频率分割问题，跨区输电与频率转换能力有限，对区域电力流动和价格形成形成约束。

图 26：日本电力市场划分



资料来源：OCCTO 华泰期货研究院

图 27：2019 年日本各区峰值需求和跨区输送力



资料来源：CME 华泰期货研究院

日本电力现货市场价格呈现“中枢较高、峰值敏感、波动与季节高度相关”的特征，并在季节性高负荷阶段出现明显波动。以 2024–2025 年为例，2024 年全年，JEPX 系统月均电价多数月份位于约 9–14 日元/kWh 区间，夏季高温负荷及冬季取暖负荷阶段价格中枢相对抬升。进入 2025 年后，电价波动仍较为显著，日度层面在寒潮或负荷骤增时可能出现明显跳升；当气温回升、供应相对充裕时，系统均价则回落至约 9.5–10.5 日元/kWh 区间，但个别高负荷时段仍可能短暂触及 15 日元/kWh 以上。

零售价格上，2025 年阶段性数据显示日本居民用电平均终端电价约 36 日元/kWh，工商业用户电价约 29–30 日元/kWh，整体显著高于批发市场现货价格水平。

日本现货电价高点通常集中在冬季早晚用电高峰及夏季午后负荷高位时段；而在可再生能源出力较高、负荷相对平稳的时段，价格波动明显收敛，个别低负荷日甚至出现接近零价的极低成交区间。

电力企业格局：保持高度稳定

日本电力行业整体仍呈现以传统在位电力公司为核心、发电与零售高度集中的企业格局。全国范围内，电力系统长期由原有 10 家区域性一般电气事业者主导，其在发电装机、发电量及零售供给中占据主体地位，行业集中度维持在较高水平。

JERA 为日本规模最大的发电企业，由东京电力与中部电力合资设立，发电资产主要集中于 LNG 与燃煤机组，整体装机规模在日本电力系统中占据重要份额，在电力现货市场和容量市场中均具备显著影响力。除 JERA 外，东京电力控股、关西电力、中部电力、东北电力等区域电力公司，仍在各自供区内掌握较高比例的火电与核电资产，发电侧集中度整体保持稳定。

可再生能源领域的企业结构则明显不同。太阳能、生物质和风电项目由电力公司子公司、综合能源企业及专业新能源开发商共同参与，项目规模以中小型为主，单一企业控制的装机容量普遍有限，发电资产呈现多主体分散布局特征。

在零售市场上，尽管日本电力零售市场已全面放开，在位电力公司仍维持较高的零售供电份额。新进入售电企业数量持续增加，但多数依赖批发市场采购或与大型发电企业签订中长期购电协议，市场格局在短期内未出现明显重塑。

总结与展望

日本作为全球最大 LNG 进口国之一，供给端仍高度依赖海外资源输入，但其市场运行逻辑已从“增量扩张”逐步转向“存量优化与系统稳定”。在能源转型与核电重启并行的背景下，日本 LNG 的核心价值不再仅是补缺能源，而是承担电力系统调峰、应急保障与季节性供需平衡的关键燃料角色。

从供给状况来看，日本 LNG 进口在 2021–2025 年阶段总体呈缓慢回落趋势，但波动性增强，近年来仍体现“夏季补库+冬季消耗”的季节性特征。进口结构维持多元化配置：澳大利亚长期稳居第一来源地；马来西亚、俄罗斯、文莱、巴布亚新几内亚等作为稳定补充来源；美国份额有望进一步增长。供给结构上存在日本在长协基础上提高大西洋盆地边际补给能力的趋势。

基础设施上，日本再气化能力显著富余，形成“产能冗余高、利用率分化”的长期格局。截至 2025 年，日本再气化能力约 2.10 亿吨/年，明显高于近年约 6500–7000 万吨/年的实际进口规模。接收能力与进口量之比长期维持在约 3 倍左右的高位，日本进口的瓶颈仍在于货源的稳定性和季节性扰动带来的供需波动，而非基础设施能力。

从需求端看，气电需求仍是 LNG 消费的“压舱石”，并呈现强季节性与“负荷跟随”属性。2025 年日本总天然气发电仍为单一电源中最大来源。月度层面，LNG 发电量在夏季制冷负荷与冬季供暖负荷高峰明显抬升，而在春秋新能源出力改善阶段回落，体现其承担快速调峰与对冲新能源波动的系统功能。终端消费结构方面，工业用气整体更趋稳定，而居民与商业端则维持着缓慢收缩特征，需求下行较电力幅度更小，其中工业端季节性波动相对更小。

展望未来，短期日本 LNG 市场将延续“进口温和波动、发电端稳定支撑、基础设施冗余持续”的格局。电力需求带来的季节性波动仍表现为冬季与盛夏负荷阶段的边际抬升，但年度需求需关注核电的脉冲式挤出可再生能源年景差异。中期供需结构的“趋势信号”来自中长期合同覆盖规模的下降。日本长协合同趋势上将从 2025 年的 6700 万吨逐步到期，至 2030 年剩余 5500 万吨左右。市场动荡加剧和持续的新产能投产下，新长协的签订对于市场主体形成较大考验。考虑到日本本土需求衰减的趋势，企业或更

为谨慎，尽管出于能源安全的考量日本仍会按一定节奏签订新长协，但长协占比下降、现货/短协补位、总体进口缓慢下行的场景会有所持续。总体而言，日本 LNG 不再是能源消费增长的主要动力，价值主要体现为能源转型的稳定器与过渡桥梁。在拥有较冗余 LNG 基础设施和长协资源的前提下，日本会采取更灵活的进出口政策来调配资源。

免责声明

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、结论及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，投资者并不能依靠本报告以取代行使独立判断。对投资者依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华泰期货研究院”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

华泰期货有限公司版权所有并保留一切权利。

公司总部

广州市天河区临江大道1号之一2101-2106单元 | 邮编：510000

电话：400-6280-888

网址：www.htfc.com