

LNG 品种手册—澳大利亚天然气市场展望

研究院 能源化工组

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

投资咨询业务资格:

证监许可【2011】1289号

内容摘要

■ 出口稳居全球前三，项目运行稳健

截至 2024 年，澳大利亚年 LNG 出口量达 1.11 亿吨，占全球约 20%，与美国、卡塔尔形成三足鼎立格局。西北大陆架（NWS、Gorgon、Wheatstone、Pluto）与昆士兰东部煤层气项目（APLNG、QCLNG、GLNG）构成出口核心，除 Darwin 外各主力项目运行稳定。

■ 开发成本高，但运营成本优势明显

近年来澳 LNG 项目资本开支高达 36 亿美元/百万吨产能，是美国的三倍以上，受人力、法规和全产业链影响。但剔除折旧后，运营成本普遍低于 3 美元/MMBtu，低于美国 2025 年后预计进气成本，有望在全球供应宽松期维持价格锚定地位。

■ 东海岸出口与内需竞争，政策干预构成扰动

煤层气资源与国内市场共用，澳东海岸存在明显出口与内销矛盾。2023 年 ADGSM 机制修订强化出口干预工具，尽管尚未触发，但对短期现货合同与买方议价构成不确定性，需持续跟踪其政策动态与季评情况。

■ 中澳合作基础深厚，合同锁量与物流体系完备

中石化、中海油深度参与 APLNG、QCLNG 项目，锁定长期协作资源超过千万吨/年，并具备 FOB 控制与船运能力。相关气源对我国南方接收站供应稳定意义重大，是中长期天然气进口结构优化的重要支点。

■ 未来关注新气源替代与碳政策趋严

多个核心项目（如 Pluto、Darwin）需依赖 Browse、Barossa 等新气田接替，相关开发受资金、审批与碳约束影响较大。建议持续跟踪项目 FID 节点、澳政府碳捕集与再投资政策进展，以及其对我国 LNG 采购布局的潜在影响。

目录

内容摘要.....	1
澳大利亚天然气市场概况.....	4
澳大利亚天然气上游盘点.....	5
气田分布与资源结构.....	5
重点气田概览.....	6
天然气品质对比.....	6
中长期产量趋势.....	7
气源去向：LNG 出口 VS 国内供应.....	7
澳大利亚天然气出口项目盘点.....	8
当前主要出口项目概览.....	8
各主要项目盘点（按区域展开）.....	8
后续规划与投产项目.....	18
澳 LNG 出口特征总结.....	18
澳大利亚国内天然气需求预测.....	19
国内需求结构现状.....	19
季节性与波动特征.....	20
LNG 进口与再气化终端可能性.....	20
中长期需求趋势展望（2025–2030）.....	20
政策对澳大利亚天然气供应与出口影响分析.....	21
ADGSM 机制与出口干预政策.....	21
联邦能源战略与氢能政策可能挤压天然气定位.....	22
各州政策分化与天然气市场割裂风险.....	22
未来关注新气源替代与碳政策趋严.....	23

图表

图 1：澳洲天然气市场划分.....	4
图 2：2025 年主要气田供气结构比例图.....	4
图 3：澳洲气田—液化项目—出口去向关系流程图.....	6
图 4：未来十年澳大利亚主要气田产量展望图 单位：MMcfd.....	7
图 5：2010–2025 年澳 LNG 出口 vs 产能利用率.....	18
图 6：2024 年澳 LNG 主要出口去向国 单位：百万吨.....	18
图 7：2025–2028 未来扩建项目投产时间线与气源对接示意图 单位：百万吨.....	19
图 8：2025 澳各州天然气消费结构 单位：MMcfd.....	20
图 9：2020–2024 年主要终端行业年度用气量统计.....	20
图 10：2010–2050 年澳天然气消费总量趋势图 单位：MMcfd.....	21

表 1：2025 年澳大利亚重点气田概览.....	6
---------------------------	---

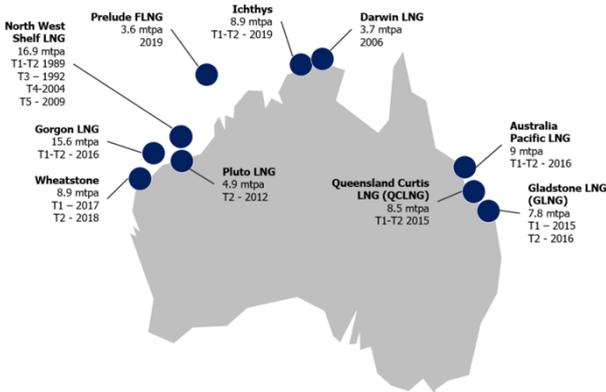
表 2: 2025 年澳大利亚 LNG 重要项目盘点	8
表 3: BROWSE、SCARBOROUGH、BAROSSA 等新气田开发进展与审批时间轴.....	22
表 4: 联邦与各州 LNG 核心政策对比	23

澳大利亚天然气市场概况

澳大利亚是世界上天然气资源最丰富的国家之一。根据 EnergyQuest 与 BNEF 发布的数据，截至 2024 年，澳大利亚已探明天然气储量超过 1360 亿立方米，主要由常规天然气与煤层气构成。其中，西澳大利亚州拥有全国约 92% 的天然气资源，尤以近海卡那封盆地（Carnarvon Basin）、波拿巴盆地（Bonaparte Basin）与布劳斯盆地（Browse Basin）最为集中；而东部则以昆士兰州的苏拉特盆地（Surat）与鲍恩盆地（Bowen）为核心，煤层气（CSG）资源基础扎实。

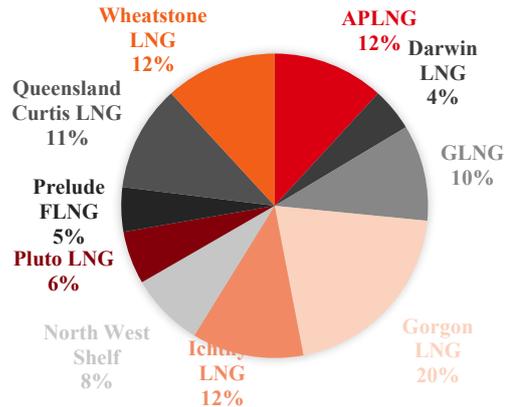
澳大利亚天然气市场被明确划分为三大区域体系：西澳市场（WA）、东澳市场（QLD、NSW、VIC 等）与北部市场（NT）。这三大区域之间尚未实现管道联通，因此彼此运行独立、相互不具备调峰或资源互补功能，形成典型的“孤岛式”市场结构。其中：西澳市场以出口为主，资源集中，运行成熟；东澳市场天然气资源主要依靠煤层气，与内需竞争显著；北领地市场体量小、项目独立，主要依托 Ichthys 与 Darwin LNG 等单点出口项目运行。

图 1：澳大利亚 LNG 出口项目地图



资料来源：Incorrys

图 2：2025 年主要气田供气结构比例图



数据来源：标普大宗 华泰期货研究院

此外，澳大利亚能源监管模式亦体现出明显的联邦制特征，各州与领地拥有自主立法与市场管理权，天然气基础设施建设、环境审批及市场准入标准均由州政府主导。例如，西澳市场由 AEMO（澳大利亚能源市场运营机构）协助运行，并定期发布《天然气机会声明》(GSOO)，信息透明、制度稳定。

作为全球三大液化天然气 (LNG) 出口国之一，截至 2024 年，澳大利亚年 LNG 出口量达 8129 万吨，占全球约 20%，与美国、卡塔尔形成三足鼎立格局。西北大陆架（NWS、Gorgon、Wheatstone、Pluto）与昆士兰东部煤层气项目（APLNG、QCLNG、GLNG）构成出口核心，除 Darwin 外各主力项目运行稳定。Darwin LNG 自 2023 年 11 月起因 Bayu-Undan 气田枯竭停产，尽管 2024 年因钻井安全问题曾一度中止作业，但 Santos 表示 Barossa 项目推进未受影响，Valaris 钻井平台维修后预计很快

恢复作业，首批天然气将于 2025 年 Q3 投产，首船液化气预计于 2025 年 11 月出口，达尔文项目有望重启出口。

澳大利亚的 LNG 出口模式以长期合同（长协）为主，中资企业如中海油、中石化均已通过参股与长期购销协议方式深度绑定 APLNG、QCLNG 等项目，不仅锁定气源，还拥有一定的 FOB 运输控制权和自有船队资源，从而实现气源与运输体系一体化。

虽然澳大利亚在项目开发阶段的资本开支（CAPEX）远高于全球平均水平，平均高达 36 亿美元/百万吨产能，是美国的 3 倍以上，但在运营阶段剔除折旧后，单位运营成本普遍低于 3 美元/MMBtu。相比之下，美国在 2025 年以后的 LNG“进气成本”预计将超过 3.5 美元/MMBtu。因此，在未来全球供应宽松、价格承压的情景下，澳大利亚具备长期“价格锚定”能力，预计不会成为边际供给国，相关项目将优先维持稳定运行。

在东部煤层气区域，出口 LNG 项目（如 GLNG、APLNG）与国内市场共享同一气源，由此引发的“内销紧张、价格高涨”问题日益突出。为保障国内气源，联邦政府于 2023 年修订了《澳大利亚国内天然气安全机制》（ADGSM），强化对出口项目的管控能力。一旦预计存在国内供应短缺，资源部长可提前发布出口限制预告，并启动谈判机制。

虽然截至 2024 年尚未正式触发限制条款，但该机制对短期现货合同与灵活采购带来一定不确定性，尤其对中国等依赖现货 LNG 补量的买家构成议价干扰因素。政策层面还需重点关注季度审查结果与联邦—州政府间协调情况。

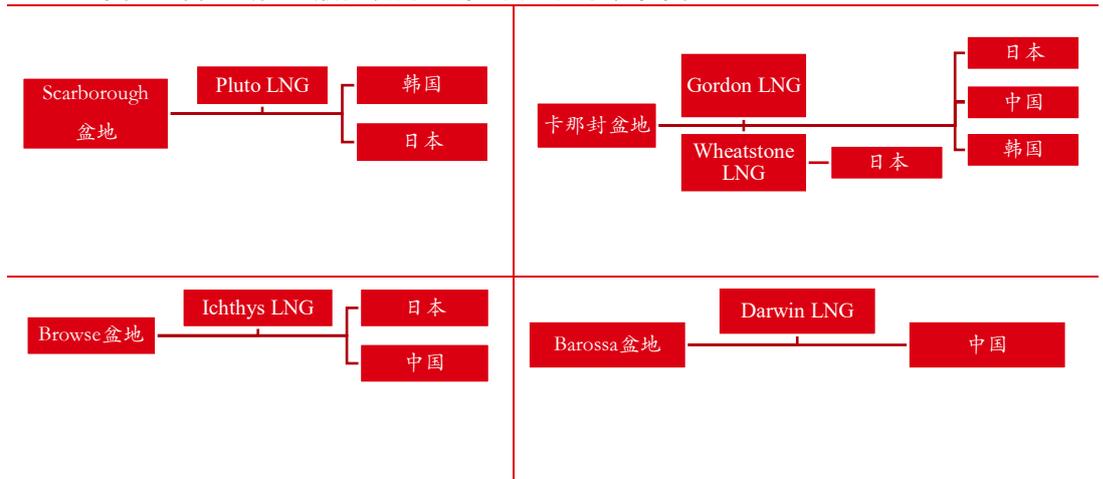
澳大利亚天然气上游盘点

气田分布与资源结构

澳大利亚天然气资源分布高度集中，主要分布在三个核心产区：西澳、昆士兰与北领地。西澳和北领地以海上常规天然气为主，支撑着 Gorgon、NWS、Ichthys 等大型 LNG 出口项目；昆士兰东部则依靠煤层气资源，形成了 QCLNG、APLNG 和 GLNG 三大出口项目的供应基础。

- **西部与北部 (Western Australia & Northern Territory)**：资源主要集中在 Carnarvon、Bonaparte 和 Browse 盆地，具备成熟的离岸开采经验和基础设施，是典型的常规气源基地。
- **东部 (Queensland)**：天然气主要来源于 Surat 和 Bowen 盆地的煤层气（CSG），气藏分布密集、开发成熟，但产量稳定性对钻井密度依赖较高。

图 3：澳洲气田—液化项目—出口去向关系流程图



资料来源：华泰期货研究院

重点气田概览

表 1 给出了澳大利亚多个核心气田为 LNG 出口提供稳定气源。

表 1：2025 年澳大利亚重点气田概览

气田名称	所属项目	类型	状态
North Rankin	NWS	常规气	高成熟
Gorgon / Jansz-lo	Gorgon LNG	常规气	长期供气稳定
Ichthys / Brewster	Ichthys LNG	常规气	远距海上资源
Bayu-Undan	Darwin LNG	常规气	已枯竭（2023 年停产）
Scarborough	Pluto Train 2	常规气	在建（2026 年投产）
Barossa	Darwin LNG 二期（接替）	常规气	在建（2025 年投产）
Browse	潜在接替 NWS	常规气	FID 未定，审批滞后

注：Scarborough 和 Barossa 已分别完成浮式平台安装、管道工程过半，未来两年内将为冥王星二期（Pluto II）和达尔文 LNG 提供新气源。

资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

天然气品质对比

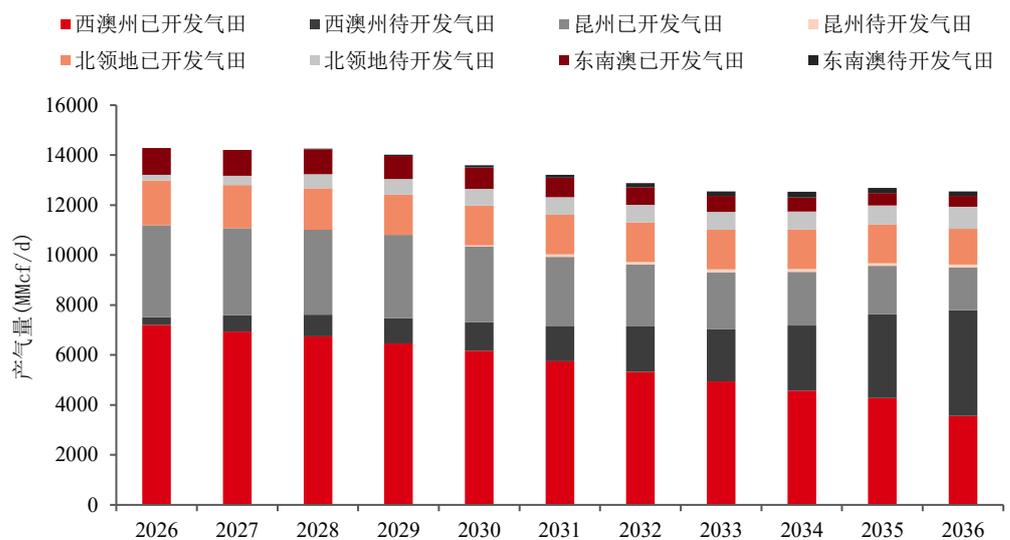
澳大利亚天然气资源在品质上整体优良：

- **海上常规气**：甲烷占比高、杂质少，是理想的液化气源。大部分气田 CO₂ 含量较低（2-3%），便于液化处理。但 Gorgon 的 Jansz-lo 等气田 CO₂ 含量高达 14%，需配套大型碳捕集设施处理（CCS）。
- **煤层气（CSG）**：热值略低，但甲烷纯度高，基本无需脱硫；由于水含量高，对脱水设施要求高，适合近岸液化。

中长期产量趋势

从当前开发状态来看，澳大利亚已投产的天然气气田大多已进入成熟开发阶段，部分已开始步入产量平台期或自然衰减期。以西北大陆架的 North Rankin、Goodwyn 等为代表的老脾气田，其部分平台寿命已接近极限，维持高产依赖于后期注采改造或新平台补充。达尔文液化天然气项目所依赖的 Bayu-Undan 气田已于 2023 年资源枯竭并导致工厂停产，预计要到 Barossa 气田投产后才能恢复运行，该项目正处于钻井承包商 Valaris 维修期间，官方预计将于 2025 年第三季度重新出气。类似地，Woodside 主导的冥王星二期 (Pluto Train 2) 项目也需依赖 Scarborough 气田来支撑增量部分，该气田工程进展已完成逾八成，预计 2026 年投产。Browse 气田作为 North West Shelf 未来的接替资源虽储量可观，但开发过程长期受制于碳排放政策、原住民审批等不确定因素，最终 FID 至今未正式落地。综合来看，澳大利亚未来天然气产量能否维持稳定增长，高度依赖 Scarborough、Barossa、Browse 等关键气田是否如期投产。若进度延迟，不仅可能影响 LNG 出口的总体能力，也将对区域内的气源配置稳定性带来压力。

图 4：未来十年澳大利亚主要气田产量展望图 | 单位：MMcf/d



数据来源：标普大宗 华泰期货研究院

气源去向：LNG 出口 VS 国内供应

目前，澳大利亚的天然气市场呈现出强烈的出口主导特征，约 70% 以上的天然气资源通过液化形式出口至海外市场，尤其集中于亚洲地区。其中，西部和北部的常规天然气主要供给于 NWS、Gorgon、Wheatstone 和 Pluto 等项目，出口目的地以日本、中国和韩国为主，合同期限普遍较长、价格稳定。东部的煤层气资源则在支撑内销的同时，被 APLNG、QCLNG 与 GLNG 三大液化项目广泛用于出口，中国买家为其主要客户群体。值得注意的是，东海岸天然气市场的“资源共用”特征带来出口与内销间的直接竞争。近年来，东海岸工业与民用市场多次出现供应紧张和价格飙升现象，2022 年一季度

引发舆论风波。为缓解这一矛盾，澳联邦政府在 2023 年修订了 ADGSM 机制，赋予资源部长临时干预 LNG 出口的权力，以保障内需。尽管该机制目前尚未正式启动，但政策不确定性已成为短期现货合同和新买家谈判的关注焦点，特别是在季节性供需波动剧烈的冬季高峰阶段，政策干预的预期波动也直接影响市场信心和交易安排。

澳大利亚天然气出口项目盘点

当前主要出口项目概览

截至 2024 年，澳大利亚天然气产业已构建起以 LNG 出口为核心的成熟产业链，全年液化天然气出口量约为 1.11 亿吨，稳居全球前三。其主要出口项目可大致划分为三大区域板块：西海岸的常规海上气田项目、东海岸的煤层气（CBM）液化项目，以及北部的远距离输送或浮式液化项目。西澳近海是传统的天然气重镇，代表项目包括 North West Shelf (NWS)、Gorgon、Wheatstone 和 Pluto，天然气品质优、开发历史长、基础设施配套成熟，构成澳出口主力。昆士兰的东海岸则以 Surat 和 Bowen 盆地的煤层气为资源基础，发展出三大 CBM-to-LNG 项目——APLNG、QCLNG 和 GLNG，均直接服务于亚太客户，尤其以中国为主要出口方向。北部地区则以 Ichthys、Darwin LNG 以及 Prelude 浮式液化平台为代表，虽然项目距离远、开发成本高，但通过长期合同实现了商业上的稳定回报。

不同区域项目的气源类型、开发模式、运距成本等方面存在显著差异，也造就了澳大利亚天然气出口格局的多样性与弹性。例如，西海岸项目多依托近岸气田建设岸上液化工厂，液化成本较低、出口稳定性强；而东海岸项目则需从内陆煤层气田抽采低压天然气，虽初始开发成本高但便于控制气源周期；北部项目则通过海底长距离管线或浮式平台解决偏远资源的开发问题，尽管单位投资较大，但具备规模化输出能力。整体而言，当前澳洲 LNG 出口项目普遍运营平稳，长协比例较高，具备较强的市场抗压能力与资产稳定性，也为我国等长期买家提供了结构性供应保障。未来，随着 Scarborough、Barossa 等新气源逐步接入，一些老项目的资源接替问题也将陆续得到解决。

各主要项目盘点（按区域展开）

表 2：2025 年澳大利亚 LNG 重要项目盘点

项目名称	所在区域	年产能 (万吨)	主运营商	长协情况	装置稳定性与检修情况	项目风险与挑战
North West Shelf (NWS)	西澳洲	1440	Woodside (主导)	长协比例高，主要买家为日本 JERA、韩国 KOGAS、中国中海油等	装置老化明显，2024 年 2 号线永久停产；存在计划与非计划检修风险	核心气源枯竭，Browse 开发审批滞后，扩产前景不确定
Gorgon LNG	西澳洲	1560	Chevron (主导)	中国国家管网签署长期购销协议，日本 Tepco、韩国 GS Energy 为主要买家	近年 CCS 注入系统导致数次意外停机；存在计划性检修、设备腐蚀与 CO ₂ 处理瓶颈	高碳排放压力、CCS 效果不达预期引发环保监管质疑

Wheatstone LNG	西澳洲	890	Chevron/Woodside	长协稳定，中化集团等为长期买家	整体运行稳定，但 2022 年曾出现脱硫单元故障；夏季存在短暂检修窗口	管道连接系统复杂，少数气源老化
Pluto LNG (T1)	西澳洲	490	Woodside (独资)	长协买家包括中海油、大阪 Gas、KOGAS 等	与 NWS 共用 KGP 装置，有利于稳定性；但 2023 年曾出现冷箱系统短时中断	原气源接近枯竭，T2 须依赖 Scarborough 如期交付
APLNG	昆士兰东海岸	950	ConocoPhillips/中石化	中石化签订为期 20 年、700 万吨/年长协合同	年均检修周期为 8-9 月；整体运行稳定；Surat 气源压力尚足	少数煤层气区块存在含水率高、递减快问题
QCLNG	昆士兰东海岸	850	Shell/中海油	中海油持股并签 20 年购气合同，主要买家包括 BP、东京 Gas	检修期集中于 9 月中旬，项目相对稳定；部分气源区块含 CO ₂ 偏高	存在社会运营许可证更新与部分气田水管理风险
GLNG	昆士兰东海岸	780	Santos/道达尔/Petronas	长协客户包括 KOGAS、Petronas、中海油等	产能常年不足，需外购气补充，2021 年曾因高温导致气源压降停产	气源贫瘠、产量不稳，成本控制压力大，财务回报率偏低
Ichthys LNG	北领地	930	INPEX (主导) /道达尔	长协对象包括日本电力企业、韩国 GS、中国市场小部分	输气管道超 800 公里，2023 年曾出现冷凝液回流问题；检修集中于 4-5 月	投资额高、输送路径复杂，安全管理与维修成本高
Darwin LNG	北领地	370 (暂停中)	Santos 为主	过去长协主要为日本 JERA 和韩国 SK，目前无有效长协	自 2023 年因 Bayu-Undan 气枯竭停产，暂无运行，预计 2025 年 Barossa 恢复供气	面临 Barossa 审批延迟与环保抗议，重启路径仍具不确定性

资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

(1) 西澳海上气源项目

• North West Shelf (NWS)

▪ 上游气源与基础设施概况

NWS 是澳大利亚最早的 LNG 项目，于 1989 年开始投产，由 Woodside 主导，BHP、BP、Chevron、Shell、日本三井与三菱参与。项目位于西澳卡那封盆地，拥有 5 条液化产线，总设计产能超过 1600 万吨/年。主要气源包括 North Rankin、Perseus、Goodwyn 等老龄海上气田。岸上配套包括 Karratha Gas Plant (KGP) 液化设施、5 个储罐和多个 LNG 装船泊位。

西北大陆架 (NWS) 项目作为澳历史最悠久、规模最大的 LNG 基础设施之一，其延续运营面临环保合规压力。伍德赛德能源公司表示，已同意延长项目延期环境审批程序的磋商期，目前正就联邦政府提出的环保审批条件开展建设性磋商。继西澳政府于 2023 年 12 月批准项目延期后，伍德赛德近期获得临时延期许可，预计后续将正式取得合规延展批复。NWS 包括 Karratha 气厂与多个近海平台 (North Rankin、Goodwyn Alpha、Angel)，部分老旧装置已步入退役阶段。2023 年底，第 2 条液化生产线停运，预计每年减少碳排放约 30 万吨 CO₂ 当量，未来退役计划仍待政府最终批准。

▪ 历史沿革

1990 年代至 2010 年代稳居澳洲第一大出口项目，2022 年产量约 1470 万吨。2024 年由于 2 号线停产，年产能降至 1440 万吨，标志进入尾产期。Woodside 已明确将 Browse 作为后续填补项目，并寻求通过与 Pluto 共享

KGP 基础设施实现整合。

- **长协情况**

NWS 以长协为主，签约对象主要为日本 JERA、韩国 KOGAS、中国中石化等。合同通常为 FOB 条款，确保稳定供货与接收能力。早期签约合同多为 20 年以上，目前部分协议已开始到期。

- **装置稳定性与检修**

虽整体设施可靠，但近年由于设施老化，频繁出现计划内外的检修事件。如 2023 年 2 月与 2024 年一季度 KGP 曾发生非计划停机，主要集中在换热系统与压缩机组。

- **项目经济性**

项目 CAPEX 已摊销完毕，边际成本极低，运营成本约 2.5 美元/MMBtu，为 Woodside 资产中利润率最高的项目之一。配合近岸气源运输路径短、设备成熟，具备极强市场适应性。

- **项目风险**

主要风险为气源衰减与设施老化。Browse 开发进展缓慢，受环保审批、土著权益、碳排放政策限制，可能导致未来产量接替存在不确定性。

- **Gorgon**

- **上游气源与基础设施概况**

Gorgon 项目由雪佛龙主导（47.3%），与壳牌（25%）与埃克森美孚（25%）联合开发，位于西澳 Barrow Island。主要气源包括 Gorgon 和 Jansz-lo 两大气田，二者气质优良但 CO₂ 含量较高，Gorgon 气田含量高达 14%，因此项目建设有全球最大的碳捕集与封存设施（CCS）。液化装置包含三条生产线，总产能 1560 万吨/年，岸上还配备有四个 LNG 储罐和多个泊位。

- **历史沿革**

Gorgon 于 2016 年全面投产，至 2022 年出口量已突破 1460 万吨。2023 年出口量为 1410 万吨，产能利用率始终保持在 90% 以上，稳定性良好。CCS 系统于 2021 年起正式运作，但截至 2024 年仅捕集不到其目标的一半碳排放，引发政策与环保机构质疑。

- **长协情况**

签有多个长期购销合同，包括中国国家管网（PipeChina）、东京燃气、韩国 KOGAS 等买家。中方合同多以 FOB 为主，覆盖 20 年期，提供中长期气源保障。近年也有部分现货货源流向东南亚与印度。

- **装置稳定性与检修**

尽管运行稳定，但 Gorgon 曾在 2021 年、2022 年发生过压缩机裂纹问题，导致临时停工。2024 年未报告重大非计划事故，计划性检修集中在每年 5-6 月，涉及压缩系统与 LNG 储罐检测。
- **项目经济性**

CAPEX 超 540 亿美元，为全球最大投资 LNG 项目之一。单位运营成本控制在 3 美元/MMBtu 以内，但 CCS 与脱碳压力提升了额外运营负担。
- **项目风险**

碳排政策为主要风险因素。若 Safeguard Mechanism 执行力度加强，Gorgon 需提升 CCS 投运率或购买更多碳信用额。其次，由于环保组织持续施压，项目未来可能面临公众与政府合规压力。
- **Wheatstone**
 - **上游气源与基础设施概况**

Wheatstone 位于西澳 Onslow 近海，由雪佛龙与 Woodside 联合开发。主要气源包括 Julimar 和 Brunello 两个近岸海上气田，通过海底管线接入岸上液化设施。总产能为 890 万吨/年，设有两条产线，并配套有 LNG 储罐和一个专用码头。
 - **历史沿革**

项目于 2017 年投产，是澳洲最年轻的大型 LNG 项目之一。2022-2024 年间产量稳定维持在 850 万吨左右，利用率超过 95%。
 - **长协情况**

主要买家包括中化集团、东京燃气、韩国 GS Energy 等，签署 FOB 型长期协议。部分产能仍以现货出售，2022 年中化在疫情期间调减提气量，导致部分货物转售。
 - **装置稳定性与检修**

Wheatstone 过去曾在 2020 年发生短暂停产，主因为仪表空气系统故障。2023 年及 2024 年运行稳定，计划性检修集中在每年 4 月与 9 月，时长约 2-3 周。
 - **项目经济性**

运营成本约 2.6-2.8 美元/MMBtu，得益于近岸气源与成熟设施，在亚洲市场具有较强竞争力。是雪佛龙在澳大利亚最稳定的现金流来源项目之一。

- **项目风险**

长期风险主要为气源递减与供需变化。Julimar–Brunello 气田预计在 2030 年后产量下降，需提前规划替代开发。

- **Pluto LNG (Train 1 + Train 2)**

- **上游气源与基础设施概况**

Pluto LNG 由 Woodside 主导开发，位于西澳 Karratha 附近，T1 装置产能约 490 万吨/年，T2 正在建设中，将新增约 500 万吨产能，气源来自 Scarborough 气田。Pluto T1 主要依托 Pluto 气田，Scarborough 气田开发进度截至 2024 年末已完成 82%，预计 2026 年中正式产气。Pluto 项目与 North West Shelf 共用部分接收与处理设施（KGP），具备良好的互联性，Woodside 也通过 KGP Interconnector 优化设施利用率。

- **历史沿革**

Pluto T1 于 2012 年投产，是澳最年轻的 LNG 产线之一。长期运行稳定，2023 年实际出口量约 470 万吨。T2 配套的 Scarborough 气田是 Woodside 最重要的新资源项目，2023 年完成浮筒安装，是项目海上工程的关键节点。

- **长协情况**

长期合同买家包括韩国 KOGAS、日本 JERA 和中国北京燃气集团。Pluto T2 的大部分产能已预售，包括与中国北京燃气签订的 20 年 LNG 协议，合同价格锚定油价，并部分包含价格调节机制。

- **装置稳定性与检修**

Pluto T1 在 2020 年和 2022 年出现过数次压缩机跳车和闪蒸气回收异常，属非计划检修。计划性检修多集中于每年 8–9 月，一般持续 2–3 周。Woodside 表示，KGP 互联后有助于缓冲维修期间的发货中断风险。

- **项目经济性**

Pluto 项目初始 CAPEX 较低，单位运营成本约 2.7 美元/MMBtu；但 Scarborough 气田开发总成本高达 126 亿美元，单位边际成本略高。Woodside 已获得国际融资与政府审批支持，确保 T2 项目推进。

- **项目风险**

Scarborough 开发虽无重大的环境法律阻碍，但受到碳中和政策挑战与环保组织关注。T2 项目高度依赖准时投产与 Scarborough 如期供气，若延迟将影响 Pluto 整体发运计划。

(2) 东海岸煤层气项目 (CBM-to-LNG)

• QCLNG

▪ 上游气源与基础设施概况

QCLNG 由 Shell (壳牌) 主导运营, 中海油和东京燃气持有部分权益。项目总产能约 850 万吨, 液化厂设于 Curtis Island, 拥有两条液化线, 且为全球首个实现 CBM-to-LNG 商业化出口的项目 (2014 年起)。气源同样来自苏拉特盆地, 拥有较成熟的管网与压缩设施, 上游井场自动化程度较高。

▪ 历史沿革

项目一期于 2014 年初投产, 是澳洲首个出口煤层气的项目。由于开发早期经验尚浅, 曾多次发生上游集输系统故障, 但随着 Shell 介入, 运营逐步稳定。2023 年发货量达约 760 万吨, 产能利用率约 89%。QCLNG 在东海岸市场建立了稳定的供应形象, 并积极参与国内调峰输气。

▪ 长协情况

中海油持有 QCLNG 项目 50% 股权的 Train 1, 并签订了每年 350 万吨、20 年期的长期 FOB 采购协议。东京燃气同样签有多年度长期协议。项目资源分配明确, 中海油负责大部分 Train 1 货物, Shell 自销 Train 2 资源, 剩余资源通过现货交易。

▪ 装置稳定性与检修

计划检修窗口集中在 4 月或 10 月前后, 每次检修约持续 14-20 天, 装置维护机制较为成熟。历史上曾出现两次重大非计划检修, 分别为 2016 年管网泄露和 2021 年液化冷箱压缩机跳闸, 后续已通过增设冗余系统降低风险。

▪ 项目经济性

CAPEX 为 200 亿美元左右, 单位产能投资较高, 部分源于早期煤层气开发经验不足。Shell 在接管后优化运营模式, OPEX 控制水平显著提升, 目前运营成本约 2.8 美元/MMBtu。项目长协占比较高, 保障了基础现金流。

▪ 项目风险

一方面, 煤层气资源压力使其对国内市场供应能力有限, 若受 ADGSM 干预将冲击其出口结构; 另一方面, QCLNG 已接入澳大利亚天然气主干管网, 具备一定灵活调度能力, 但面临国内用气与出口的双重平衡挑战。

• GLNG

▪ 上游气源与基础设施概况

GLNG 由 Santos 主导，道达尔与马来西亚国家石油公司（Petronas）参与投资。项目产能为约 780 万吨/年，位于 Curtis Island。其最大特色在于气源严重依赖外采，不仅来自自营井场，也需从 APLNG、QCLNG 购入以补足。

▪ 历史沿革

GLNG 于 2015 年全面投产，但自启动以来，产量始终未能满产。2023 年实际发运量仅约 **600 万吨**，系东海岸三项目中产能利用率最低者。多年来 Santos 持续进行资源整合尝试，包括开发新的煤层气井、优化运输网络等，但进展缓慢。

▪ 长协情况

GLNG 长期客户较为分散，主要包括韩国 KOGAS、马来西亚 Petronas 与印度的 GAIL，三方合约占总产能超过 70%。这些合约多数为 **FOB 交付**，气价锚定 JCC 或 Brent 基准。现货比例高于 APLNG、QCLNG，市场弹性较强但收入波动较大。

▪ 装置稳定性与检修

设施管理能力中等偏弱，年检修期多设于 **Q2 或 Q4 交替轮换**，为减少同时停运对资源调度冲击。非计划检修事件较多，包括 **2018 年压缩机故障**、**2022 年上游管网泄露**等，影响供应连续性。

▪ 项目经济性

由于气源稳定性差，GLNG 被认为是**边际成本最高**的澳东 LNG 项目之一，单位运营成本接近 3.5 美元/MMBtu。外采比例高造成“买高卖低”的结构性风险，其经济回报高度依赖国际气价中枢。

▪ 项目风险

核心风险为**资源错配**和**气价下行**，若国际现货价格低迷，将严重挤压利润空间。此外，GLNG 对外采依赖使其极易受到上游供气中断或 ADGSM 政策约束。未来如缺乏资本投入提升自营气源，其长期可持续性堪忧。

• APLNG

▪ 上游气源与基础设施概况

APLNG 是澳大利亚产能最大的煤层气出口项目，年产能约为 950 万吨，液化工厂位于昆士兰州 Curtis Island，由 ConocoPhillips（运营方）、Origin Energy 和中石化（Sinopec）三方合资。项目上游主要依赖苏拉特（Surat）和鲍恩（Bowen）盆地的煤层气资源，拥有超过 10,000 口产气

井，并通过陆上管道输送至沿海终端。液化设施包括两条产线（各 475 万吨）、四座大型 LNG 储罐以及专用装船泊位。

▪ 历史沿革

APLNG 于 2016 年两条产线全部建成投产，是东部最晚商业化的煤层气项目。其开发始于 2010 年前后，曾因环保审批和社区协商问题延期约一年。自 2020 年以来，APLNG 运行持续稳定，是东部液化项目中设备利用率最高的工程之一。2023 年全年发运量达约 890 万吨，基本接近设计产能。

▪ 长协情况

APLNG 长期合同覆盖范围较广，最核心的买家为中国石化，其于 2012 年与项目方签署了每年 730 万吨、20 年期的长协采购合同，且持有项目 25% 权益。合同模式以 FOB 交付为主，Sinopec 拥有部分 LNG 船只运输权。此外，APLNG 也向日本 Tokyo Gas 等亚洲客户供应现货或中长期资源。

▪ 装置稳定性与检修

APLNG 装置稳定性较强，计划检修多安排在南半球冬季（5 月—6 月），其中每条线轮替停运约 2–3 周。2022–2024 年期间未出现重大的非计划性检修事故，2021 年曾因压缩机故障短暂停产约 5 天。煤层气供气波动虽较常规气高，但因井数分散，具备较强的冗余能力。

▪ 项目经济性

项目初期 CAPEX 高达 250 亿美元，单位产能投资约 2.6 亿美元/百万吨，但煤层气资源开发成本相对低廉，加之地面设施集中布设，OPEX 可控。据 Wood Mackenzie 数据，APLNG 的边际液化成本约 2.7 美元/MMBtu，具有中上水平的成本竞争力。

▪ 项目风险

主要风险来自煤层气井产能递减速度过快，需持续投资钻探维持产量；其次为电力与水资源使用争议，尤其在干旱年份面临地方政府额外监管压力。此外，中国买家如调整采购计划，将使该项目部分产能转入现货市场，价格波动风险加剧。

(3) 北部项目

• Ichthys LNG

▪ 上游气源与基础设施概况

Ichthys LNG 是由日本 INPEX 主导、道达尔参股的大型项目，主要气源来自 Browse Basin 的 Ichthys 气田，气体通过 890 公里的海底管道输送至达尔文

岸上液化工厂。液化设施包括两个 LNG 产线，总产能为 890–930 万吨/年，同时还建设有凝析油与 LPG 生产线，是一个完整的综合能源出口枢纽。

- **历史沿革**

Ichthys 于 2018 年投产，是全球资本开支最高的能源项目之一（总投资 450 亿美元）。2022–2024 年期间维持稳定运营，2023 年出口量达 880 万吨，2024 年上半年已完成约 420 万吨。

- **长协情况**

出口合同主要面向日本本土，包括东京燃气、大阪燃气、九州电力等，构成极高比例的长期合约结构。中方暂无实质购气合同，但部分 LPG 与凝析油货物偶有流向东南亚市场。

- **装置稳定性与检修**

2020–2022 年间曾发生过数次闪蒸冷却系统跳车和海底管道维护事件，2024 年 5 月进行计划性停产检修，为期三周。装置设计复杂，稳定运行依赖高标准设备维护和技术人才储备。

- **项目经济性**

单位产能 CAPEX 超 5.1 亿美元/百万吨，远高于全球平均水平。但运营阶段由于液化效率高、附加产品多（凝析油等），整体盈利能力较强。长协为日元计价，受汇率波动影响显著。

- **项目风险**

最大风险在于资本回报周期长，对日方市场依赖度高。此外，复杂的跨海设施在极端气候下易受冲击，对未来运维提出挑战。

- **Darwin LNG**

- **上游气源与基础设施概况**

Darwin LNG 位于北领地达尔文港附近，是澳大利亚北部最早建设的 LNG 液化设施之一，由 Santos 主导运营，最初气源来自 Timor Sea 的 Bayu-Undan 气田。该项目配有一条年产能为 370 万吨的液化产线，配套设施包括岸上液化装置、储罐、单泊位装船码头，以及一条长约 500 公里的海底管线将气源输送至陆上工厂。此外，液化终端也可处理凝析油和 LPG 等副产品，具有多产品输出能力。

- **历史沿革**

Darwin LNG 于 2006 年正式投产，是澳大利亚最早面向亚洲市场输出液化

天然气的北部项目。多年来其生产表现稳定，成为 Santos 及其合伙企业的长期出口基础。然而，随着 Bayu-Undan 气田逐步枯竭，该项目在 2023 年 11 月正式停产，等待新的气源（Barossa）补充。停产前，Darwin LNG 主要保持全年产能利用率在 90% 以上，2022 年发运量为约 350 万吨。

Barossa 项目作为达尔文 LNG 新的上游气源，2024 年 6 月迎来关键节点。Santos 宣布，浮式生产储卸油船（FPSO）BW Opal 号已于 6 月 15 日抵达气田作业区并成功完成连接，标志着该项目已进入最终调试阶段，为 2025 年第三季度首气目标铺平道路。截至目前，该项目累计投资达 39.5 亿美元，合作方包括 Santos、SK E&S 与 JERA Co.。同期，支持气源接入的达尔文 LNG 寿命延长工程（DLE）也已完成 90%，计划与 Barossa 同期完工。此外，Santos 表示，其在 Barossa LNG 的供气权益主要服务于长期及中期合约组合，目前未来 5 年 LNG 销量已有约 90% 签约，主要客户包括日本、韩国、马来西亚与中国，体现出其产品 in 亚洲市场的高度吸引力与定价优势。

▪ 长协情况

Darwin LNG 的销售模式以长期合约为主，核心买家包括日本 Tokyo Gas 和韩国 KOGAS 等亚洲传统大买家。原有长协多数绑定至 Bayu-Undan 气源，随着该气田枯竭，这些合约于 2023 年陆续到期。目前，Darwin 液化厂处于气源转换期，尚未与新气源配套的长期合约全面落地（Barossa 合约未归入本节分析）。

▪ 装置稳定性与检修

Darwin LNG 在长期运营过程中表现出良好的装置稳定性，计划检修主要集中在每年 5 月至 7 月之间，检修周期一般控制在 3 周左右。尽管技术相对成熟，但近年来由于气源衰竭导致进气波动，2022 年开始逐步降低装置负荷。项目历史上也曾发生过冷箱故障（2014）与压缩机停机（2017）等非计划停工事件，但未导致大规模供应中断。

▪ 项目经济性

作为较早投产的液化项目，Darwin LNG 的初始 CAPEX 约 26 亿美元，单位产能投资为每百万吨约 7 亿美元。运营成本控制良好，剔除原料成本后单位液化成本低于 2.8 美元/MMBtu。然而，随着气源逐步耗尽，该项目在 2023 年面临固定资产折旧与维持性开支高企的问题，盈利能力大幅下降，最终导致停产。

▪ 项目风险

Darwin LNG 当前面临的主要风险为“气源中断导致装置停运”，不仅资产利用率降至 0，还面临长期客户流失、合同重新谈判等后果。若 Barossa 接替进展受阻，将严重影响液化厂的重启时间表。此外，该装置当前亦面临环保合规标准提升与再投运审批流程的双重挑战，短期内无法恢复产出将对北领地出口形成压力。

后续规划与投产项目

- **Pluto T2 + Scarborough 气田**

项目已完成海上浮式生产装置浮筒安装，Scarborough 开发进度已达 82%，预计 2026 年 8 月投产。新增产能约 500 万吨/年，将极大提升 Woodside 的资源整合与出口能力。

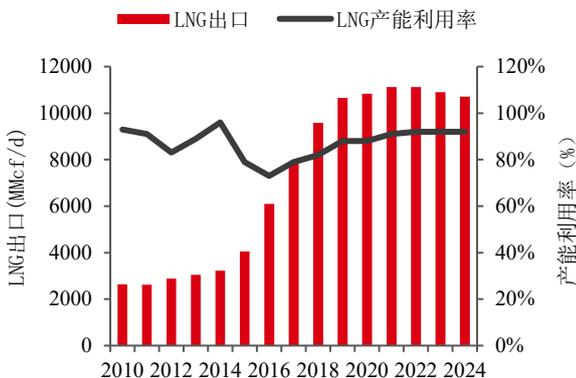
- **Barossa 气田（配套 Darwin LNG）**

目标替代 Bayu-Undan 原气源，尽管一度因 Valaris 钻井平台暂停面临不确定性，但 Santos 表示 2025Q3 仍有望恢复生产。Kpler 预测首批 LNG 货物将于 2025 年 11 月出口。

澳 LNG 出口特征总结

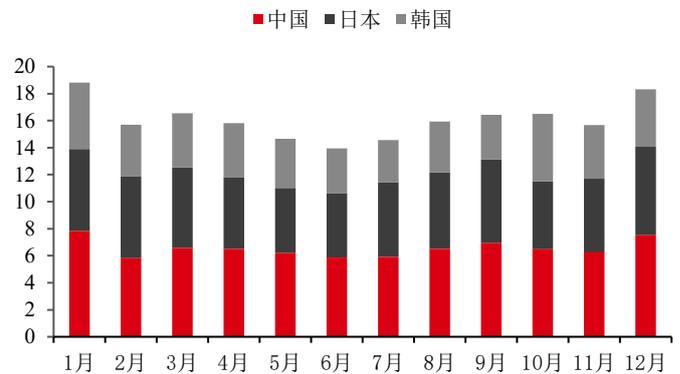
澳大利亚液化天然气（LNG）出口市场呈现出若干显著特征，构成其在全球能源贸易体系中的稳定支点。首先，出口合同以长期协议为主，确保了销售渠道的稳定性与项目现金流的可预见性。主要买家集中于中日韩三国，合同期限普遍为 15 至 20 年，部分项目如 APLNG、QCLNG 更有中资企业深度参股并锁定长期供气资源，FOB（船上交货）权益明确，运输与接收具有灵活调配能力。

图 5：2010 - 2025 年澳 LNG 出口 vs 产能利用率



数据来源：Kpler 华泰期货研究院

图 6：2024 年澳 LNG 主要出口去向国 | 单位：百万吨

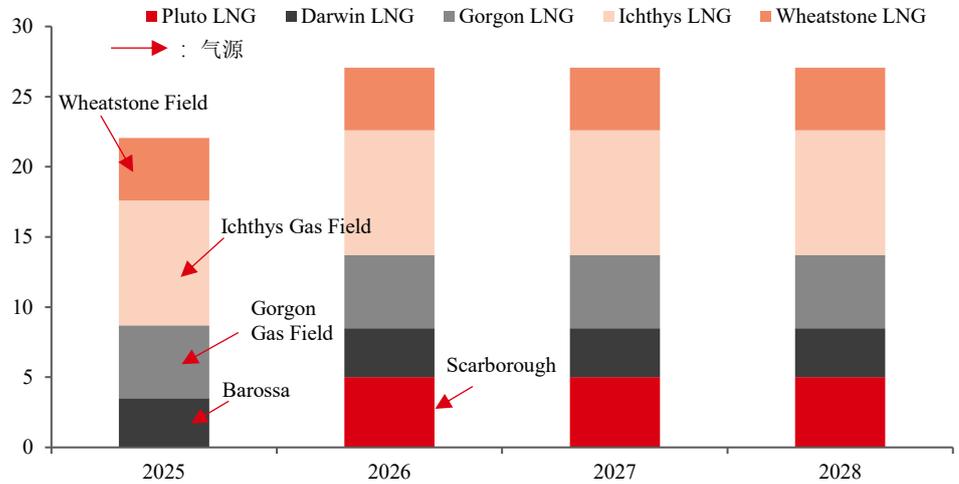


数据来源：标普大宗 华泰期货研究院

其次，澳大利亚 LNG 出口具备显著的地理优势，通往亚洲核心市场的航程远短于美国墨西哥湾，通常仅为其一半左右，运输时效更快、路径更稳。在当前 LNG 航运市场整体宽松、船舶租金持续低迷的背景下，虽然距离优势对短期运输成本的边际影响减

弱，但对保障供给灵活性和长期合同履行稳定性依然具有重要价值，特别是在区域需求突发波动或运力收紧时能提供更强应对能力。

图 7：2025 - 2028 未来扩建项目投产时间线与气源对接示意图 | 单位：百万吨



数据来源：标普大宗 华泰期货研究院

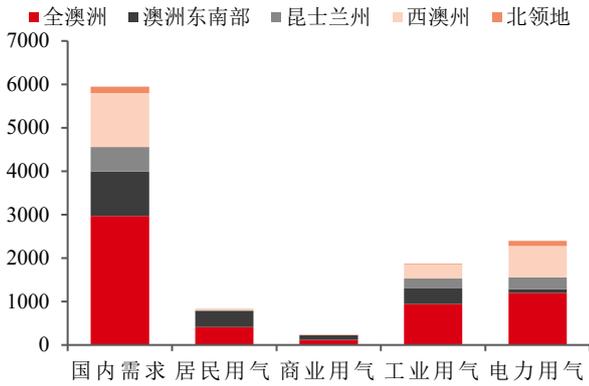
澳大利亚国内天然气需求预测

国内需求结构现状

澳大利亚虽然全球最大的 LNG 出口国之一，但其国内天然气需求结构也具有独特性与区域差异。整体来看，澳国内天然气消费主要分布于工业、电力和居民/商业三个终端板块，其中工业长期占据最大份额，约占 35-40%。这部分需求包括化工原料、矿产加工、制造业用气等，对能源成本和政策环境较为敏感。电力行业用气则呈周期性波动，受煤电退役进度与风光出力变化影响，近年来占比在 20-25%之间。而居民与商用需求相对稳定，占比约 15%，主要集中在维多利亚州与南澳州等南部地区，受冬季取暖推动明显。

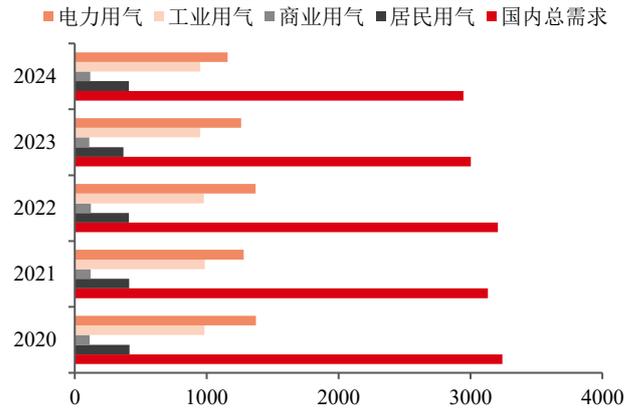
从区域分布来看，东海岸三州（昆士兰、新南威尔士、维多利亚）合计天然气消费超过 60%，是全国需求重心。其中维州因气温偏低、取暖需求高，用气基数最大；而西澳以矿业和加工工业为主，用气密度高但人口较少，整体需求相对稳定；北领地当前天然气消费量极低，但未来若因氢能产业链布局或资源加工扩产，也可能形成边际新增需求。

图 8：2025 澳各州天然气消费结构|单位：MMcf/d



数据来源：标普大宗 华泰期货研究院

图 9：2020 - 2024 年主要终端行业年度用气量统计



数据来源：标普大宗 华泰期货研究院

季节性与波动特征

季节性变化方面，澳天然气呈现出明显的冬夏差异，特别是在南部居民取暖需求拉动下，6-8月天然气日均消费可出现显著攀升。工业用气则更易受到经济周期、大宗商品价格与行业波动影响。电力系统方面，天然气扮演“调峰兜底”角色，在风电或光伏出力不足的时段快速启动，但在高风光出力年份，其消费弹性也会被压缩。此外，政策不确定性（如 ADGSM 出口干预机制）也会通过影响现货供给间接作用于国内用气市场。

LNG 进口与再气化终端可能性

值得特别关注的是，澳大利亚南部地区，尤其是维多利亚州，天然气供需错配问题日益突出。Gippsland 等传统气田产能持续下滑，已难以满足维州本地需求。为应对潜在缺口，政府与私营能源企业近年来多次推动 LNG 再气化终端项目，包括 Geelong 的 Viva Energy FSRU、AGL Crib Point 项目，以及已建成的 Kembla 港接收站。其中，Kembla 项目虽已完成建设并接入管网，但由于原计划用于支持的 FSRU Höegh Galleon 在埃及的租期延长，其正式运营时间表已从 2026 年第三季度推迟至 2027 年初。

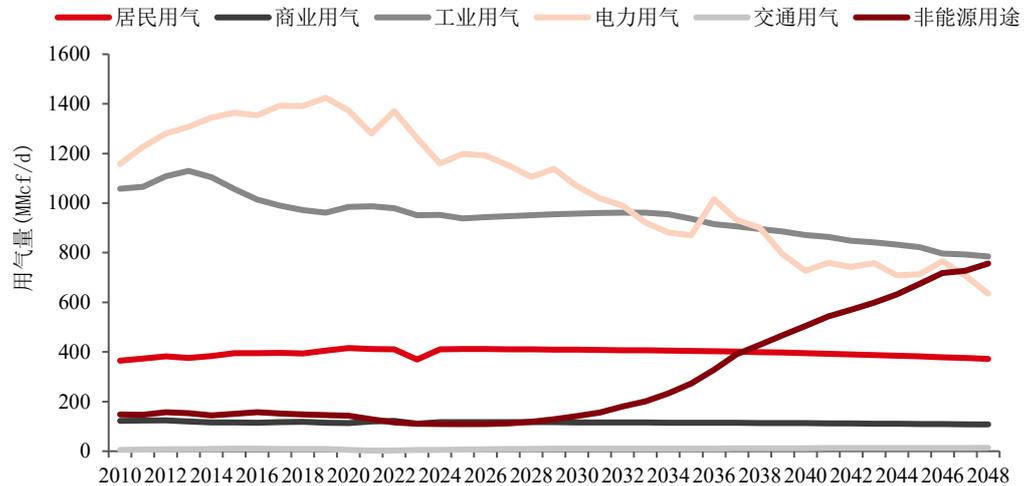
除 Kembla 外，另一潜在 LNG 接收站将由 Hoegh LNG 提供的 FSRU Hoegh Evi 支持，计划自埃及调配至澳洲东南沿海部署，预计也将在 2027 年前后具备投运条件。Hoegh 公司指出，受限于澳北部和西部产区的输气瓶颈，从国际市场直接采购 LNG 反而可能在价格和时效上更具竞争力，为南部市场提供灵活调峰选项。随着美国 LNG 出口产能释放，全球价格若出现回落，或将推动此类 FSRU 项目在未来成为应急或结构性解决方案。

中长期需求趋势展望（2025-2030）

展望 2025-2030 年，澳天然气国内需求大概率将维持平稳，甚至出现小幅回落。一方面，随着电力系统加速转型、住宅取暖电气化程度提升，天然气在终端消费中所占比

重将逐渐缩减；但另一方面，工业领域一些与低碳氢气相关的先导项目，可能会对气源形成新增拉动，尤其是在西澳资源型企业的扩张背景下。总体而言，天然气将继续在澳能源结构中扮演“保底能源”的角色，在极端天气、能源不稳定时期提供安全兜底。

图 10：2010-2050 年澳天然气消费总量趋势图 | 单位：MMcf/d



数据来源：标普大宗 华泰期货研究院

政策对澳大利亚天然气供应与出口影响分析

ADGSM 机制与出口干预政策

为了缓解东海岸天然气市场持续紧张的局面，澳大利亚政府自 2017 年起实施《澳大利亚国内天然气安全机制》(ADGSM)，通过行政干预手段确保本土用户用气需求。2023 年，联邦资源部对该机制进行了全面修订，授权资源部长可按季度评估“是否存在潜在国内天然气短缺”，一旦确认短缺，可以提前发布出口限制预警并实施限制措施。

这一机制主要针对未锁定国内销售合同的 LNG 项目，允许政府对其征收出口配额或强制其将部分气量转销国内市场。虽然 2023 年未实际触发配额限制，但机制的“存在感”已对市场形成强烈预期影响，尤其在价格高企时期，对合同谈判、现货采购安排甚至买卖双方的商业信心都造成了一定波动。

对于中国买家而言，ADGSM 机制本身并不改变已签订的 FOB 长期合同条款，但由于调运计划面临政府审批和出口安排压力，尤其是在资源紧张季节，实际操作中的物流协调压力和现货采购难度将显著上升，建议在参与短期市场交易时加强对东海岸政策走向的动态关注。

环保审批与项目推进难度提升

在“净零排放”战略指导下，澳大利亚天然气产业面临的项目审批门槛显著抬高。

Scarborough、Barossa、Browse 等关键气田均因环保评估（尤其是海洋生态保护）、原

住民文化保护和公众参与机制等因素遭遇审批延期。例如，Barossa 项目在 2023 年底因钻探设备问题短暂停工，其此前也因传统土著所有权争议被法院叫停。

此外，联邦环保署（EPA）已明确要求所有新增 LNG 开发项目必须制定并披露碳捕集与封存（CCS）计划，否则将难以获得最终开发批准。这一要求不但增加了前期资本支出，也显著推高了投资决策（FID）的不确定性。

与此同时，2023 年澳政府升级实施的《加强版排放限额机制》（Safeguard Mechanism），要求大型工业设施年均减排强度达到 4.9%。对于排碳量本就偏高的天然气液化工厂而言，若无法快速落地 CCS 等减排方案，将很难达标，或将面临配额交易成本抬升甚至被纳入限产名单的风险。种种监管障碍使得未来 LNG 产能扩张路径面临较大挑战，也使得澳大利亚在全球市场的增量供给角色略显谨慎。

表 3：Browse、Scarborough、Barossa 等新气田开发进展与审批时间轴

项目名称	关键进展与审批节点	当前状态	主要挑战
Browse 气田	2023 年 5 月：bp 增持股份至 44%，推动开发计划； 2024 年：需提交 CCS 方案审批。	前期开发阶段	高二氧化碳含量（12%），需配套 CCS 设施；原住民土地争议。
Scarborough	2023 年：完成环评，但因海洋生态争议延期； 2024 年：启动管道建设，目标 2026 年投产。	建设中（部分环节暂停）	环保组织反对；需满足《保障机制》减排 4.9% 的要求。
Barossa 气田	2023 年：因土著文化保护诉讼暂停钻探； 2024 年：重启并推进 CCS 配套（Bayu-Undan 项目）。	部分设施建设完成	钻探许可纠纷；CCS 成本高昂（预计年封存 1000 万吨 CO ₂ ）。

*注：时间轴以 2023-2025 年为基准，结合项目动态和政策影响
资料来源：Bloomberg 华泰期货研究院

联邦能源战略与氢能政策可能挤压天然气定位

澳大利亚 2030-2050 能源转型战略核心目标是以绿氢、电气化和可再生能源替代化石燃料使用。在此大背景下，天然气正在逐步从“主力能源”转向“辅助调峰角色”。多个州政府（如西澳、北领地）已启动大规模绿氢出口计划，提出结合风光资源优势发展液氢或氨气出口的新路径，这将对天然气在出口结构中的中长期地位构成一定挤压。

尽管天然气可能在“蓝氢”生产路径中发挥一定过渡作用，但前提是必须具备成熟的 CCS 设施和政策支持。目前，蓝氢成本依然居高不下，且相关基础设施建设尚处早期阶段，短期内替代空间有限，但这一趋势值得密切关注。

各州政策分化与天然气市场割裂风险

澳大利亚各州在天然气政策上长期存在明显分化，东西部市场更是“物理不互联+政策不统一”。西澳州严格执行“15% Domestic Reservation Policy”，要求 LNG 项目必须预留 15% 产量用于州内市场；而东海岸则存在政策反复的情况，维州曾多次试图禁止页岩气开发并叫停 LNG 再气化终端项目，显示出地方环保阻力较大。

此外，市场运行机制也存在差异。西澳气电市场由 AEMO 统一调度，价格形成和数据披露机制相对成熟；而东部市场仍存在信息不透明、报价机制缺乏流动性等问题，导致市场价格频繁剧烈波动，加剧供需双方对风险的担忧。

表 4：联邦与各州 LNG 核心政策对比

政策领域	联邦政策	西澳州	东海岸 (QLD/NSW/VIC)
出口限制机制	ADGSM (2023 修订)：资源部长可限制出口，优先保障国内。	15%国内保留政策 (强制预留气量)。	ADGSM 适用，但执行灵活；2024 年未触发。
CCS 要求	新增项目需提交 CCS 计划，否则不批；《保障机制》要求年减排 4.9%。	鼓励但不强制；Barossa 项目为标杆。	维州反对 CCS；昆州要求项目自证减排能力。
环保审批	EPA 强化评估 (海洋生态、原住民权益)。	支持开发，但需通过州环评。	维州禁止页岩气；新州 PEP 11 项目受阻。
氢能替代规划	2030 年绿氢出口目标；天然气定位为过渡能源。	重点发展绿氢 (如 Pilbara 项目)。	昆州探索蓝氢，但进展缓慢。

资料来源：Bloomberg 华泰期货研究院

未来关注新气源替代与碳政策趋严

在传统气源逐步衰竭背景下，Scarborough 和 Barossa 等项目成为未来支撑澳天然气出口的关键。其中，年产 500 万吨的 Pluto LNG 二期项目按计划将在 2026 年 8 月实现首批出口。截至 2024 年 3 月底，其上游 Scarborough 气田开发进度已完成 82%。2024 年 5 月，中国海油旗下海洋石油工程公司 (COOEC) 成功完成浮式生产装置的浮筒安装，标志着该项目建设迈入关键节点，为后续按期投产奠定基础。

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力。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