



上海科技大学
ShanghaiTech University

2060 致力于
2060 碳中和
Institute of 2060 科技创新

CEISD

Center for Education,
Innovation and
Sustainable Development

上海科技大学教育、创新和可持续发展研究中心

中国能源转型报告2026



2026年4月

目录

第一章：愿景与目标：2035 年绝对减排新范式	5
1.1 2035 年国家自主贡献（NDC）的雄心与框架	5
1.2 根本性范式转型：从“能耗双控”到“碳排双控”	8
1.3 体系重构：“十五五”规划下的“新型能源体系”	9
1.4 报告定位与战略重构	11
第二章：能源转型：结构与路径	12
2.1 模型未来发展情景预测与展望	12
2.1.1 经济社会发展情景	12
2.1.2 中国能源转型目标	15
2.2 模型介绍	15
2.3 碳中和情境下能源消费和碳排放	16
第三章：工业：碳控新范式下的深度脱碳路径	20
3.1 工业减排逻辑的根本性重构：从边际改良到系统性颠覆	21
3.1.1 范式革命：从“能耗双控”到“碳排双控”的治理传导	21
3.1.2 模型衔接：宏观碳约束向工业部门传导的核心机制与关键变量	22
3.1.3 “双碳”目标下中国工业的利弊辩证与战略对应	23
3.2 颠覆性的可行性：关键技术经济参数重估与中国场景适配性分析	24
3.2.1 CCUS 成本重估：从“示范项目”到“中国产业化解决方案”	24
3.2.2 氢能战略落地：“十五五”新增长极	25
3.2.3 工业电气化基石：BESS 如何赋能中国特色工业园区	26
3.2.4 燃气轮机：从能源设备到多能融合核心	27
3.3 路径重构（一）：钢铁行业——基于全生命周期碳成本的深度脱碳分析	28
3.3.1 基线挑战：中国钢铁“高质量锁定”下的转型悖论与战略机遇	28
3.3.2 增量路径：氢冶金（H ₂ -DRI）——从战略示范到区域布局的可行性深化	28
3.3.3 存量路径：CCUS 改造——高碳资产的“数字化与集群化”逃生通道	29
3.3.4 燃气轮机在“双轨战略”中的关键耦合作用	30
3.4 路径重构（二）：化工与水泥建材——精细化战略	30
3.4.1 水泥：CCUS 作为工艺排放的“唯一解”与产业集群化生存之道	30
3.4.2 化工：从“碳氢经济”到“氢经济+碳循环”的战略跃迁	31
3.4.3 模型阐释：碳价信号驱动下的行业重构节奏	32
第四章：宏观政策：“1+N”框架下的新组合	33
4.1 政策总纲：“1+N”气候行动框架详解	33
4.1.1 顶层设计（“1”）的演变	33
4.1.2 支撑体系（“N”）的解构	33
4.1.3 核心洞察：从“能耗双控”到“碳排双控”的治理革命	34
4.2 核心市场机制（一）：全国碳市场（ETS）的扩容与升级	35

4.2.1 战略定位：从“强度工具”到“总量工具”的转型	35
4.2.2 扩容与时间表（2027-2030）	36
4.2.3 机制创新：引入“有偿分配”的经济影响	36
4.3 核心市场机制（二）：构建全国统一电力市场	38
4.3.1 新型电力系统的核心挑战：为“灵活性”定价	38
4.3.2 机制创新（上）：辅助服务市场	38
4.3.3 机制创新（下）：容量市场的兴起	39
4.4 两大市场的协同效应：实现“软着陆”与“长效激励”	40
4.4.1 短期影响：存量资产的“软着陆”	40
4.4.2 长期影响：深度脱碳的“投资信号”	41
4.5 广义能源安全：确保战略性矿产与产业链安全	42
第五章：全球战略竞合：中国新愿景下的国际能源格局重塑	44
5.1 引言：从“国内转型”到“全球重构”	44
5.2 绿色技术供应链的主导权与摩擦	44
5.2.1 “新三样”的全球市场格局	44
5.2.2 贸易摩擦与“去风险”：欧美国家的战略两难	46
5.3 关键矿产的地缘政治：稀土与锂的博弈	47
5.3.1 稀土出口管制的战略信号	47
5.3.2 锂资源的市场动态	48
5.4 碳关税壁垒：CBAM 对中国工业的倒逼机制	49
5.4.1 CBAM 的成本冲击量化	49
5.5 “一带一路”（BRI）的“双轨”能源战略	51
5.5.1 “绿色丝路”与化石能源投资并存	51
5.5.2 “绿色软实力”的机遇与“新依赖”挑战	51
5.6 新兴领域：未来能源的国际标准之争	52
5.6.1 氢能：中欧 RFNBO 标准的竞合	52
5.6.2 BECCUS 与核聚变：从追随者到引领者	52
专题：能源安全与双碳目标下的燃气轮机产业	54
第一节 战略和 AI 语境：重新定义燃气轮机	54
1.1 全球市场：供需错配下的“卖方市场”回归与 AI 驱动的超级周期	57
1.2 双重博弈下的物理基石：从“惯量危机”到战略资产	57
1.3 从“过渡桥梁”到“核心基础设施”：资产价值的根本性跃迁	59
第二节 中国市场格局与经济性分析：在约束中扩张	60
2.1 市场规模与增长轨迹	60
2.2 中国产业的竞合新局：从技术引进到自主出海	62
第三节 技术前沿：重型化与低碳化的双重竞速	65
3.1 重型燃机的自主化突破与谱系完善	65
3.2 应用场景的多元化拓展与技术适配	66
3.3 零碳燃机的工程化验证与前瞻布局	66

第四节 产业链安全：从“整机制造”到“生态自主”的攻坚战.....	67
4.1 热端部件的“制造良率”与“成本控制”瓶颈	
4.2 控制系统的“数据生态”与“智能升级”挑战	
4.3 产业生态的“应用牵引”与“服务短板”	
第五节 战略建议：迈向自主和全球竞争的产业升级.....	69
5.1 战略层面：运用政策工具，培育下一个快速成长的自主产业.....	69
5.2 政策层面：制度化“灵活性”市场，明确燃气轮机的系统价值.....	70
5.3 研发层面：聚焦热端，实施“铸造攻关”.....	70
5.4 部署层面：打造“零碳融合”先导示范区，抢占未来标准高地.....	70
5.5 国际合作层面：统筹“双轨”生态，把握全球时间窗口.....	70

第一章：愿景与目标：2035 年绝对减排新范式

2026 年标志着中国气候与能源转型的一个战略性新起点。中国于 2025 年宣布的 2035 年国家自主贡献（NDC）不仅是对既有承诺的量化提升，更是一个深刻的根本性范式转型（Fundamental Paradigm Shift）的明确信号。

这一转型由两大支柱共同支撑：一是 2035 年 NDC 所设定的“绝对减排”新愿景，这一愿景首次为中国经济设定了达峰后温室气体排放的绝对总量“天花板”；二是“十五五”规划建议（2026-2030 年）所确立的“碳排双控”新范式，这一范式从根本上重塑了宏观经济治理的“指挥棒”，将非化石能源从“增长负担”转变为“核心引擎”。

本章将深入解析这一新愿景的雄心框架、新范式的治理逻辑，以及支撑其实现的“新型能源体系”的系统性重构。这些要素共同构成了中国迈向 2060 年碳中和目标的下一阶段战略罗盘，并为本报告后续章节的分析提供了宏观背景与约束条件。

1.1 2035 年国家自主贡献（NDC）的雄心与框架

2025 年 11 月，中国依据《巴黎协定》的“棘轮机制”（Ratchet Mechanism），提交了其第三份国家自主贡献（NDC），明确了面向 2035 年的气候行动目标。与以往的承诺相比，这份 NDC 文件无论在广度、深度还是雄心上，都实现了里程碑式的跨越，其核心在于从控制“强度”历史性地转向了控制“绝对总量”。

这一转向的信心，建立在“十四五”期间可再生能源超预期发展的坚实基础之上。一个关键的佐证是：原定于 2030 年实现的 1200 吉瓦（GW）风光总装机目标，已在 2024 年 7 月提前六年超额完成。这一“承诺保守、超额交付”的模式为设定更具雄心的 2035 年目标提供了实践依据，并证明了中国能源转型的瓶颈已不再是可再生能源的装机能力。

这份新 NDC 提出了一系列明确的、可量化的核心目标，构成了中国未来十年气候行动的四大支柱：

1. **绝对减排目标：** 首次承诺覆盖全经济范围的温室气体（GHG）绝对减排。明确提出到 2035 年，全国温室气体净排放量将在“达峰水平”的基础上降低 7%至 10%。这标志着中国气候治理的范围从以往主要关

- 注的二氧化碳 (CO_2) 扩展至所有温室气体，并涵盖所有经济部门。
- 2. **能源结构目标：** 大幅提升非化石能源的战略地位。目标到 2035 年，非化石能源在一次能源消费总量中的比重提高到 30% 以上。这在 2030 年 25% 左右的目标基础上，再次设定了雄心勃勃的跃升。
 - 3. **可再生能源装机目标：** 为能源结构转型提供了坚实的物理基础。目标到 2035 年，风能和太阳能发电总装机容量超过 3600 吉瓦 (GW) (或力争达到 36 亿千瓦)。这一数字是 2020 年水平的六倍以上，是 2030 年 1200 GW 目标的三倍，彰显了中国将引领全球可再生能源发展的决心。
 - 4. **碳汇目标：** 强调了自然解决方案在实现“净排放”中的关键作用。目标到 2035 年，森林蓄积量超过 240 亿立方米。

深入分析这四大目标，可以发现它们并非各自独立的数字，而是构成了一个逻辑严密、相互支撑的政策闭环。超过 3600 GW 的风光装机是实现非化石能源占比超过 30% 的物理基础；能源结构的根本性优化是实现温室气体绝对减排 7% 至 10% 的主要手段；而超过 240 亿立方米的森林碳汇，则为工业过程等“难以减排” (Hard-to-abate) 部门提供了必要的缓冲空间，是确保“净排放” (Net Emissions) 目标达成的兜底保障。这一框架的设定，显示出中国在气候治理上的日趋成熟，即从早期基于具体项目和部门的努力，转向了基于系统工程的宏观顶层设计。

表 1.1：中国国家自主贡献 (NDC) 目标的演进 (2021 vs 2035)

指标	2030 年目标 (2021 年更新版 NDC)	2035 年目标 (2025 年宣布)	雄心分析
总体目标	2030 年 前 达 峰 (CO_2)	在达峰水平上 绝 对减排 7-10% (GHG)	根本性转变： 从 “达峰” 转向 “下 降”； 治理范围从 CO_2 扩展至所有 GHG。

碳强度	较 2005 年下降 >65%	转向绝对目标	治理逻辑从“相对效率”转向“绝对总量”。
非化石能源占比	25% 左右	>30%	大幅提升，确认了非化石能源的主体地位。
风光装机	>1200 GW (2030 年)	>3600 GW (2035 年)	指数级增长：目标提升三倍，彰显对可再生能源的巨大信心。
森林蓄积量	较 2005 年增加 60 亿 m ³	总量 >240 亿 m ³	目标更明确，碳汇的战略地位提升。

然而，在这份雄心勃勃的蓝图中，一个关键的模糊性在于减排基准被设定为不确定的“达峰水平”，而非一个具体的基准年（如 2005 年）。这一措辞背后存在深刻的战略考量，也有潜在风险。

从战略考量上看，这首先与中国“2030 年前达峰”的国内议程相协同。由于确切的峰值水平和达峰年份尚未在 2025 年（宣布 NDC 时）发生，设定一个未来基准是务实的选择。其次，这也符合中国在国际承诺中一贯的“承诺保守、超额交付”（Promise Conservatively, Over-deliver）的战略模式。这种模式保留了必要的政策弹性，其有效性已在过往承诺中得到印证：例如，2021 年 NDC 中设定的到 2030 年风光装机 1200 GW 的目标，已在 2024 年 7 月提前六年超额完成。

但从潜在风险角度看，这种模糊性带来了不确定性，即可能激励地方和企业 在 2030 年“大限”到来之前，出现“冲顶”（rushing to peak）现象。这种激励结构对高耗能产业（如钢铁、水泥）构成了复杂的短期和长期影响。

- **短期影响（2026-2030 年）：**“冲顶”风险可能导致资本在“十五五”期间出现错配。理论上，一个更晚（例如 2029 年）、更高的排放峰值，将使得其后 7%至 10%的减排量在绝对值上大打折扣。这种激励可能导致地方政府和企业为争夺更高的达峰基线（即未来事实上的碳配额），而在达峰前“抢上高碳项目、抢排碳排放”。这不仅与“十五五”规划建议中“绿色低碳发展模式基本形成”的目标背道而驰，更会在短期内固化高碳的产业结构。
- **长期影响（2030 年后）：**最大的风险在于“资产搁浅”（Stranded Assets）。在 2030 年“大限”后，随着“达峰水平上降低 7%-10%”的绝对总量约束开始生效，这些为“冲顶”而新建的高碳资产将立刻面临运营受限、碳成本高企和强制关停的巨大压力。这种“先建后废”的路径将稀释 2035 年减排目标的实际环境效益，并显著增加全社会转型的总经济成本。

因此，未来几年（特别是“十五五”期间）对碳排放峰值的过程管理和水平控制，其重要性已不亚于 2035 年的最终减排目标。

1.2 根本性范式转型：从“能耗双控”到“碳排双控”

如果说 2035 年 NDC 设定了“做什么”（What）的新愿景，那么“十五五”规划（2026-2030 年）建议则明确了“怎么做”（How）的新范式。其中，最具根本性的变革，是从“能源消费总量和强度双控制度”（简称“能耗双控”）逐步转向“碳排放总量和强度双控制度”（简称“碳排双控”）。

这一转变绝非简单的指标替换，而是一场深刻的宏观经济治理革命，是中国气候治理核心“指挥棒”的根本性变更。

在过去的十年中，“能耗双控”是中国推进节能减排、实现碳强度目标的核心宏观治理工具。然而，这一制度的底层逻辑存在一个与深度脱碳目标不相容的内在矛盾：它将所有能源消耗（无论来自化石能源还是非化石能源）均纳入考核总量。这在客观上造成了一个悖论：一个省份即便大力发展风电和光伏，其“能源消费总量”也会随之增加。在严格的总量控制下，这反而会挤占其发展制造业和经济增长所需的用能空间。因此，在旧有框架

下，非化石能源在某种程度上成为了地方发展的“增长负担”，甚至在 2021 年等电力紧张时期加剧了地方政府在 GDP 增长目标和能源总量上限之间的规划困境。

“碳排双控”新范式的提出，正是为了从根本上解决这一悖论。这一新范式是“十五五”规划和 2025 年 NDC 报告中《关于推动能耗双控逐步转向碳排放双控的意见》的核心精神。在新的治理逻辑下，考核的焦点从“能源消耗量”精准地转向了其产生的外部性——“碳排放量”。分析显示，转型的关键在于将考核的约束性指标（Binding Indicator）从“能源强度”切换为“碳排放强度”。由于风能、太阳能、水电、核电等非化石能源在运行阶段不产生碳排放，其大规模应用将不再受到能源消费总量的硬性制约。

这一制度创新，为非化石能源的发展彻底“松绑”（Unbound），并对行业和企业战略产生深远影响：

- **短期影响（企业战略）：**这一转变清除了阻碍可再生能源发展的最关键的顶层政策障碍之一。对于企业而言，这意味着绿色电力采购（Green Power Procurement）的逻辑发生了根本变化：从过去仅为满足社会责任或能源总量的补充，转变为在新的“碳排放强度”约束下，对冲碳成本、保障发展空间的核心合规与增长战略。
- **长期影响（市场创造）：**从宏观治理看，“碳排双控”是从“过程控制转向结果导向的管理”。它不再微观管理企业“用了多少能源”，而是宏观管理“产生了多少碳排”。这将创造一个强大的、可预期的长期市场信号，迫使钢铁、水泥等高耗能企业必须正视碳排放的绝对成本，从而为碳捕集、利用与封存（CCUS）和绿氢等深度脱碳技术创造强制性的、规模化的市场需求。

最终，非化石能源的角色发生了根本性的转变：从过去的“增长负担”，转变为未来支撑高质量、可持续经济增长的“核心引擎”（core engine）。这一新范式为实现 1.1 节中提到的 >3600 GW 风光装机目标提供了最坚实的国内治理机制保障。

1.3 体系重构：“十五五”规划下的“新型能源体系”

“十五五”规划建议的另一核心转向，是明确了“加快建设新型能源体

系”的重心迁移。如果说“十四五”时期（2021-2025 年）的主要任务是解决可再生能源“有没有”的问题（即“建电源”），那么“十五五”时期的核心挑战则是解决高比例可再生能源并网“稳不稳”的问题（即“造系统”）。

这一“从建电源到建系统”的思维升级，源于对中国能源转型核心瓶颈的深刻洞察。随着可再生能源装机（如 1.1 节所述，1200 GW 目标已提前六年完成）以前所未有的速度扩张，中国能源转型的关键瓶颈已不再是发电侧（Generation Side），而是系统侧（System Side）。

市场运行数据清晰地印证了这一瓶颈的紧迫性。根据国家能源局 2024-2025 年的数据，尽管新能源装机规模快速增长，但系统消纳压力已明显凸显。一个为适应稳定、可控的火电基荷而设计的传统电网，已无法承载超过 3600 GW 的风光发电所带来的巨大间歇性、波动性和随机性。市场已对此作出反应：2024 年，新型储能（BESS）装机同比增长超过 130%，首次超过抽水蓄能，显示出市场为应对系统灵活性缺口（Flexibility Gap）而进行的巨额投资。

因此，“十五五”规划建议将一系列“系统使能”技术提升至前所未有的战略高度，其地位已与发电侧同等重要。这些关键的灵活性资源包括：

1. **储能**（包括科学布局抽水蓄能和大力发展新型储能）
2. **智能电网**（加快建设智能电网和微电网）
3. **需求侧响应**（Demand-Side Response）
4. **灵活性煤电**（作为保障性、调节性电源）

“造系统”的战略已在落地。以储能为例，国家重点研发计划已在青海、新疆等地布局“百兆瓦级构网型储能示范项目”。这标志着储能的应用正从传统的“能量套利”（削峰填谷）转向“构网型”（Grid-forming）技术——即利用储能逆变器主动构建电网电压和频率，提供转动惯量，其核心价值是保障系统稳定，而非仅仅是电量转移。这是“造系统”思想的典型体现。

同时，“灵活性煤电/气电”的角色重塑是“造系统”的另一关键。在高比例可再生能源（>3600 GW）系统中，煤电和气电共同构成系统安全稳定运行的“压舱石”。为解决其在低利用小时数下的“经济性制约”，“容量

市场机制”（Capacity Market Mechanism）的建立势在必行。该机制将收入从“为电量付费”转向“为可用性（Availability）付费”，从而避免其成为“搁浅资产”，确保其作为调节性电源长期存在，为 3600 GW 的风光装机兜底。

这一体系重构，是对能源安全内涵的深刻重塑。未来的能源安全，不仅取决于一次能源的供应安全，更取决于电力系统在高比例新能源接入下的运行安全和灵活性。

1.4 报告定位

基于上述 2035 年 NDC 的新愿景和“十五五”规划的新范式，本《中国能源转型报告 2026》旨系统性回答以下关键问题：

- 新的“绝对减排”目标和“碳排双控”范式将如何改变中国的宏观经济与能源结构？
- 2024-2025 年最新的技术经济数据（特别是碳捕集、利用与封存（CCUS）和电池储能系统（BESS）成本的根本性下降）将如何颠覆工业部门的脱碳路径？
- “1+N”政策体系和全国统一电力市场将如何协同作用，以保障转型的实施？
- 新战略将如何重塑中国在全球气候治理和绿色供应链中的“战略竞合”角色？

本章（第一章）所确立的“新愿景”和“新范式”，是理解后续所有分析的总纲。它揭示了中国能源转型已进入“造系统”与“立规则”并重的新阶段。正是 2025 年的这三大变革的“共振”——政治目标的确立（NDC 绝对减排）、治理工具的革新（碳排双控）、以及经济可行性的实现（新技术成本下降）——使中国的深度脱碳首次从“高成本的未来愿景”转变为“经济可行的近期现实”。后续章节将在此框架下，对转型的具体路径和影响进行深入剖析。

第二章：能源转型：结构与路径

2.1 模型未来发展情景预测与展望

2.1.1 经济社会发展情景

在本章的经济社会发展情景构建中，将充分以下路线图：到 2035 年基本实现社会主义现代化，到本世纪中叶建成社会主义现代化强国。基于中国的经济结构、城乡结构、人口结构、消费结构、能源价格、乡村振兴、人口政策、能源规划、环境治理等现实情况，借鉴发达国家的发展经验和国内外主流机构的预测数据，我们对中国未来经济社会发展开展预测与展望分析，包括 GDP 增速、人口总量、劳动力人口总量、城镇人口占比、能源价格、能源效率指标、全要素生产率等。

二十大报告指出高质量发展是全面建设社会主义现代化国家的首要任务。我国经济已由高速增长阶段转向高质量发展阶段，正处在转变发展方式、优化经济结构、转换增长动力的攻关期。“十五五”规划明确指出“经济增长保持在合理区间”、“经济增长潜力得到充分释放”、“新型工业化、信息化、城镇化、农业现代化取得重大进展”、“重点领域关键核心技术快速突破，并跑领跑领域明显增多”、“基本公共服务均等化水平明显提升”等目标要求。因此，在本报告的经济社会发展情景中，充分考虑全面建成社会主义现代化强国的路线图，即到 2035 年基本实现社会主义现代化，到本世纪中叶建成社会主义现代化强国，并引入 2030 年关键节点目标，对中国未来经济社会发展情景做出预测。

中国未来的 GDP 增速预测受多种因素影响，包括内部结构性变化、国际环境、政策导向等。尽管存在挑战，但通过深化改革、扩大开放和积极应对人口老龄化等措施，中国仍有望保持较快的经济增长速度。结合统计数据和主流机构研究，依托未来中国的发展目标，设定如下经济发展情景。其中，2025 年的经济增速为 5%。2025 年之后的增速设定为中国主流机构预测的平均值。由表 2.1 可知，中国的 GDP 在 2030 年前保持 5% 左右的增速，之后随着中国经济结构的调整和生产要素的约束，增速放缓，在 2031-2035 期间降至 4.3%，2035-2040 年后降至 3.8%，2041-2045 年增速为 3.5%，2046-2050 年增速为 3%，2050-2055 年为 2%，2055-2060 年增速为 1.5%。整体而言，2035 年 GDP 将相比 2020 年翻一番，2050 年 GDP 约为 2020 年的 3.4 倍，达

成到本世纪中叶实现建设中国特色社会主义现代化强国的要求。

中国未来的人口数量受到经济发展水平、政策变化、生育率下降、人口迁移等影响，具有较大的不确定性，现有主流机构中联合国人口展望是最具权威的人口预测数据，因此本报告主要参考联合国人口展望数据，并根据中国实际人口战略和数据进行调整。考虑到未来劳动人口年龄结构的变动，本报告将劳动人口设定为年龄区间在 20-69 的人口，并参照联合国未来人口展望的人口预测数据，计算劳动人口占比。而在城镇化率的设定中，参考联合国和 SSP2 情景关于中国城镇化变迁的估计，并根据中国新型城镇化战略和实际数据进行调整。由表 2.1 可知，中国的人口总量已达到峰值，到 2060 年人口规模在 12 亿左右。我们预计由于政策影响，中国的劳动人口结构在短暂经历老龄化导致的下降后会有所反弹，在 2040 年左右会维持在 47% 以上的水平，之后会有所下降。农村人口向城镇迁移的大趋势将持续进行，但随着城镇逐渐饱和，城镇化率的增速将逐渐下降，到 2060 年城镇化率会维持在 85% 左右的水平。

表 2.1 基准情境下中国经济社会发展情景假设

年份	GDP（亿元） ¹	人口（万人）	劳动人口占比（%）	城镇化率（%）
2024	1348066	140828	54.43	67
2025	1415470	140949	54.01	67.73
2026	1483412	140857	53.38	68.47
2027	1554616	140766	52.76	69.21
2028	1629238	140674	52.14	69.97
2029	1707440	140583	51.53	70.73
2030	1789398	140491	50.93	71.50
2031	1866342	140177	50.55	72.06
2032	1946595	139863	50.17	72.63
2033	2030298	139550	49.79	73.20

¹ 2024 年不变价计算

2034	2117601	139238	49.42	73.78
2035	2208658	138927	49.05	74.36
2036	2292586	138400	48.78	74.95
2037	2379705	137875	48.52	75.54
2038	2470134	137352	48.25	76.14
2039	2563999	136832	47.99	76.74
2040	2661430	136313	47.73	77.34
2041	2754581	135604	47.29	77.79
2042	2850991	134899	46.85	78.25
2043	2950776	134197	46.41	78.70
2044	3054053	133500	45.98	79.16
2045	3160945	132805	45.55	79.62
2046	3255773	131940	45.05	80.09
2047	3353446	131080	44.55	80.55
2048	3454050	130226	44.06	81.02
2049	3557672	129377	43.57	81.50
2050	3664402	128534	43.09	81.97
2051	3737690	127547	42.71	82.34
2052	3812444	126568	42.33	82.70
2053	3888692	125597	41.95	83.07
2054	3966466	124633	41.57	83.43
2055	4045796	123676	41.20	83.80
2056	4106483	122607	40.92	84.17
2057	4168079	121548	40.64	84.55
2058	4230602	120498	40.36	84.92
2059	4294060	119457	40.08	85.30
2060	4358472	118425	39.80	85.67

2.1.2 中国能源转型目标

为了更好地构建中国能源转型模型，需了解中国未来在能源战略上的布局和目标，因此，本报告整理了现有中国能源相关政策目标，以支撑能源转型模型能耗和排放情景的构建。

国家自主贡献目标（Nationally Determined Contributions, NDC）是实现《巴黎协定》温控目标的核心。国家自主贡献体现了每个国家减少排放和适应气候变化影响的努力。《巴黎协定》第四条第2款要求每个缔约方准备、通报和保持它计划实现的连续国家自主贡献。缔约方应采取国内减缓措施，以实现这种贡献的目标。基于第一章所论述的NDC目标，模型设置了在2030年和2035年碳排放总量、单位国内生产总值（GDP）二氧化碳排放、非化石能源占比的约束，以及2060年碳中和约束，并引入了碳排放交易情景。

2.2 模型介绍

本研究基于自主构建的中国能源转型分析模型（Energy Transition Analysis Model, ETAM）。该模型是一个用于分析能源与环境领域问题的一般均衡模型，与其他一般均衡模型相比，ETAM对各种主要能源（包括煤炭、原油、天然气、成品油、电力等）的生产、需求、贸易等活动进行了详细刻画，对能源消耗过程中的二氧化碳排放也进行了专门描述，对未来新能源技术（包括第四代核能、先进氢能、碳捕集等）的技术成本和发展进行了详尽刻画，使模型能够模拟能源转型过程中能源结构、碳排放的变动。ETAM模型主要包括生产模块、贸易模块、收支模块、市场出清和宏观闭合模块。

在先进技术生产的刻画上，本模型描绘了先进的碳捕集与封存技术（CCS），包括火电加装CCS，生物质能CCS（BECCS），钢铁、水泥、化工生产加装CCS。在生产函数中，将原有生产函数的最底层嵌套CCS技术，CCS技术的生产由资本和劳动要素投入，此外加装CCS的行业也会在最上层嵌套的生产函数中，加入资源要素的投入。而CCS技术带来的碳排放的减少，代表了CCS技术实现了负碳排放，这将与碳价政策联系起来，通过引入CCS技术带来了碳配额成本的降低，从而使先进技术和碳价之间产生关联。虽然当

前 CCS 技术的渗透率不高，但随着碳价的提高会带来 CCS 技术的相对竞争力提高，从而加大 CCS 技术的使用。

ETAM 模型的主要数据来源为 2020 年投入产出表，本研究参考已有文献对 149 部门的投入产出表进行拆分合并。为了实现对能源系统的准确刻画，更好地体现不同能源品种之间的替代，本研究根据能源统计年鉴中原油、天然气、成品油、核能、生物质能的消费和生产数据分别对投入产出表中的石油和天然气开采产品（07007）、精炼石油和核燃料加工品（25041）两个部门进行拆分，使本研究一次能源包含原煤、原油、天然气、核能、风能、水能、太阳能、生物质能等能源。在二次能源中，将氢能引入模型，制氢方式有可再生能源电解（包含光电化学制氢反应）、煤制氢、天然气制氢和化工、焦化行业的副产品。

此外，为更好地刻画中国特色的碳交易制度，与以往文献不同，本研究根据已公布的碳市场拟纳入的八个部门（石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空）的行业分类，在投入产出表中具体区分了这八个部门。其中碳市场拟纳入的石化行业中的有机化学原料制造业（2614）在投入产出表中属于基础化学原料（26043），因此本研究将其归为化工行业。

2.3 碳中和情境下能源消费和碳排放

本节将基于 ETAM 模型结果，对实现中国“双碳”目标的全国能源结构转型路径、碳排放路径等进行介绍。

图 2.1 显示了中国碳中和政策目标约束下的碳排放路径图，中国将在 2030 年实现碳达峰，碳排放峰值为 110 亿吨二氧化碳排放（化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放与工业生产过程碳排放），到 2035 年，碳排放降至 97 亿吨，较 2030 年下降 12%。在 2060 年实现净零排放，该碳排放路径也同时约束了到本世纪末温升控制在 1.5 度的碳排放空间，与巴黎协定所达成的全球性气候目标相符。

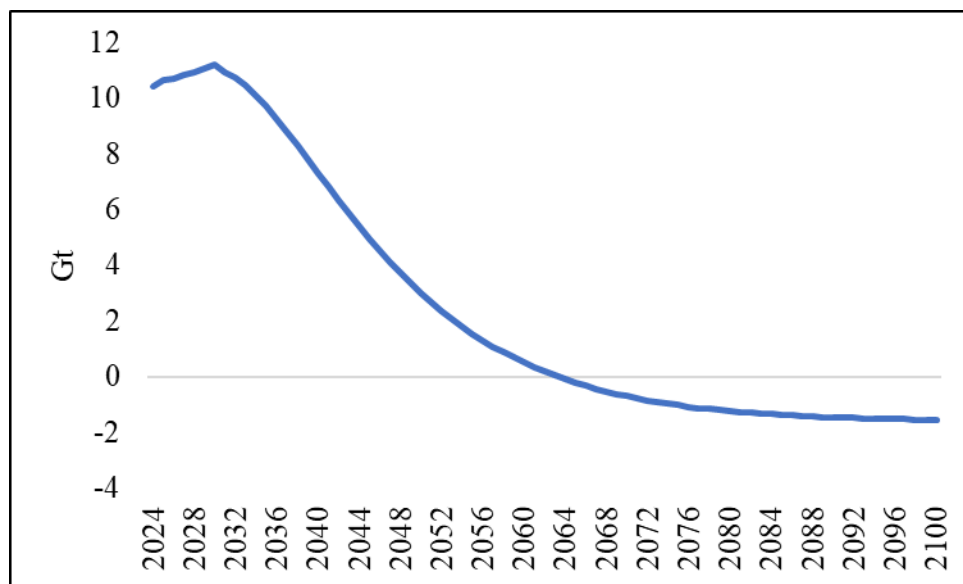


图 2.1 碳排放路径图

图 2.2 展示了 2025-2035 年间能源消费²和能源结构的变化。到 2030 年，以发电煤耗法计算的煤炭、油、天然气三种化石能源的占比降至 75% 以下（分别占比为 43.30%，18.89% 和 10.19%），满足中国 NDC 目标中提出的非化石能源占比超过 25% 的目标。与 2025 年相比，消费结构调整主要来自于煤炭消费量的显著下降，煤炭占能源消费比重下降八个百分点，并且煤炭消费的绝对量下降超过 7%。而化石能源中相对清洁的天然气比重略有上升，主要由于中国煤改气政策下，天然气大幅度替代煤炭发电，使得煤电减少，而气电增加，到 2030 年占能源消费的 10.45%。此外，近年来中国大幅提高可再生能源装机量，带来了可再生能源发电占比提升，到 2030 年风电、光电、水电和核电的消费占比分别提高至 8.06%、5.75%、9.64% 和 3.48%。

2035 年伴随着能源消费持续增长，而碳排放持续下降，中国碳排放和能源消费已实现完全脱钩，能耗双控向碳排放双控全面转型初见成效。这主要由于大规模可再生能源装机带来的非化石能源结构消费进一步增长，此时能效消费达到 69.75 亿吨标煤，而风电、光电、水电和核电的消费占比进一步提高至 11.91%，8.13%，12.69%，4.90%。在这个阶段，风电、光电发展迅速，国家政策的支持也为风电和光伏行业的技术迭代和产业发展提供了良好的环境。此外储能技术、电解水制氢技术的发展和大规模应用，解决了风

² NDC 目标使用的是发电煤耗法计算的能源结构，这里为匹配 NDC 目标约束，使用发电煤耗法计算。

电、光伏间歇性发电和消纳的问题，为其持续增长提供了引擎。天然气作为较为清洁的化石能源，在能源转型中依旧扮演重要角色，到 2035 年，占比进一步提高至 11.92%。

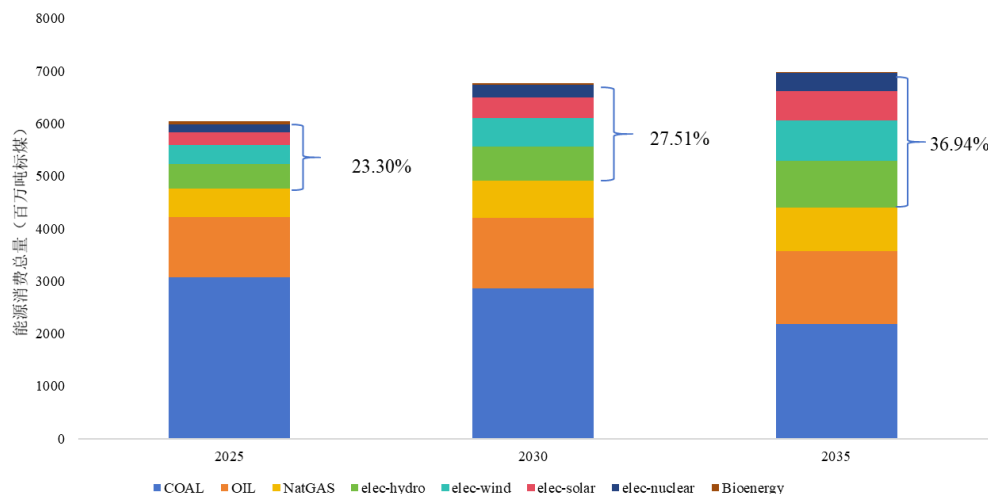


图 2.2 2025-2035 能源消费结构

2060 年碳中和的实现得益于非化石能源的大规模使用以及负排放技术的发展。考虑未来能源转型下可再生能源发电的大规模推广，这里采用电热当量法计算能耗³。从一次能源消费结构看，到 2060 年，非化石能源占一次能源消费比重显著提升。其中风光等间歇性发电技术随着储能技术的发展，发电量大幅提升，到 2060 年占一次能源消费比重的 46%。中国第三代核能技术（如华龙一号）已经投入商业化运营，同时第四代核能技术（如钍基熔盐堆）也达到世界领先水平，因此，核电占比也大幅提升，到 2060 年可占一次能源消费比重的 17% 左右。为了保障能源供应安全，需保留一部分的化石能源，其中煤炭占比下降至 12%，石油占比降至 8.5%，天然气占比降至 5.5%。

当前，模型设置化石能源使用所产生的碳排放将通过 CCS 技术、DAC 技术以及 BECCS 等技术吸收和抵消。到 2060 年，将有约 32.96 亿吨二氧化碳得到移除和抵消，完全抵消电力、工业、交通、服务业和居民化石能源消费带来的剩余排放。

³ 电热当量法是按照 1kWh 电所含热量折算标准煤，折算系数为 0.1229kgce/kWh；另一种方法为发电煤耗法，是指火电厂每供应 1kWh 电所消耗的标煤量，会受到火电发电效率的影响，考虑到未来可再生能源的大规模使用，这里采取国际上更为普遍的电热当量法。

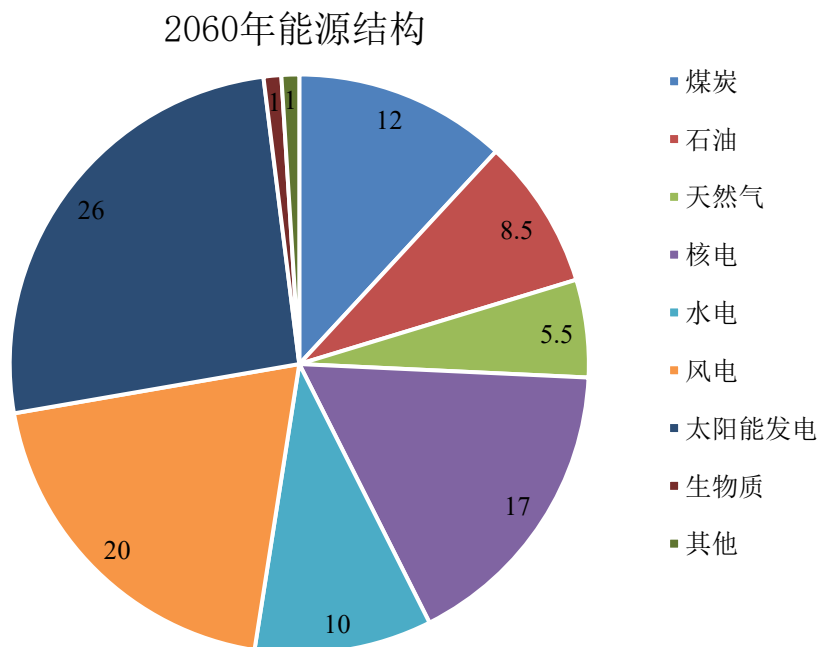


图 2.3 2060 年能源消费结构（电热当量法计算）

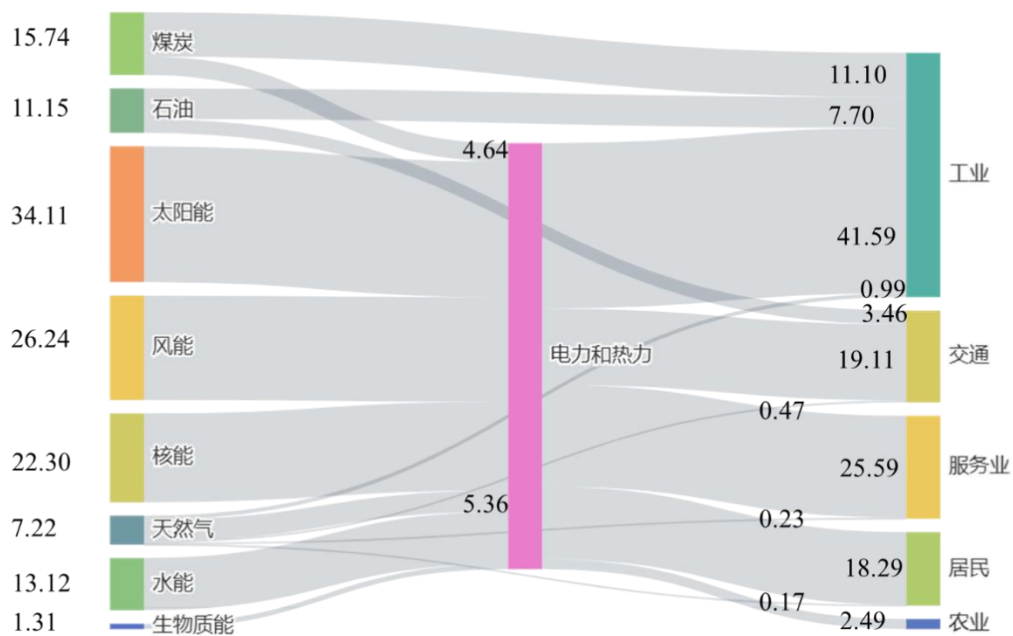


图 2.4 2060 年能流图(电热当量法计算)

结合模型输出结果，我们绘制了 2060 中国能流图。需要说明的是，由于行业分类中，电力、热力的生产加工为一个部门，因为本研究中将电力和热力合并计算。一次能源消费总量为 131 EJ（电热当量法计算）。其中，化石能源消费占比为 25%左右，终端电气化率达到 81%，农业、居民、服务业的电气化率均超过 90%。工业部门中如钢铁、水泥等，仍需使用化石能源，电气化水平最低，为 68%左右。而新能源汽车、可持续航空燃料等的发展促进了交通部门的脱碳。此外，随着能源效率的提升，终端用能部门的能源使用量较 2030 年均有所下降，使得整体一次能源的消费总量较 2030 年降低 21%。

第三章：工业：碳控新范式下的深度脱碳路径

3.1 工业减排逻辑的根本性重构：从边际改良到系统性颠覆

2026 年，站在“十五五”规划的开局之年，中国工业部门的脱碳进程正迎来历史性的分水岭。如果说过去的十年是“能耗双控”指挥棒下的物理能效竞赛，那么未来的十年，将是“碳排双控”新范式下的资产与技术革命。这一转变，绝非简单的考核指标更替，它意味着工业减排的底层逻辑正在发生跃迁——从基于热力学定律的“边际改良主义”，向基于化学与系统工程的“系统性颠覆”演进。

3.1.1 范式革命：从“能耗双控”到“碳排双控”的治理传导

长期以来，中国工业治理的核心逻辑被锁定在“能耗双控”（控制能源消费总量和强度）的框架内。这一制度在工业化初期有效地抑制了粗放型增长，但随着工业体系的成熟，其内生的局限性日益凸显。

在旧范式下，企业的减排路径高度依赖于物理能效的提升。钢铁企业通过干熄焦改造回收显热，水泥企业通过预热器升级降低煤耗，化工厂通过变频技术优化电机效率。然而，物理学中的卡诺循环效率极限是不可逾越的天花板。经过多轮技改，中国先进企业的能效水平已接近世界领先，继续通过“边际改良”挖掘节能潜力的成本呈指数级上升，且无法解决工艺过程中的固有碳排放问题。

“碳排双控”新范式的确立，标志着治理锚点的根本性平移——从“输入端的能源量”精准移向了“输出端的碳排放量”。这一机制设计的精妙之处在于，它通过“去伪存真”的方式，彻底释放了非化石能源的生产力。

- 1. 能源属性的解绑：** 在新规下，企业如果使用风能、太阳能、核能等零碳能源，这部分能耗将不再纳入总量考核的“紧箍咒”。这意味着，对于高耗能企业而言，扩产的边界不再受限于“用了多少电”，而取决于“用了什么属性的电”。
- 2. 经济逻辑的重塑：** 过去，由于可再生能源往往伴随着较高的隐性系统成本，企业倾向于使用廉价的网电（煤电为主）。但在“碳排双控”下，碳排放权成为了一种稀缺的生产要素。当碳价成本超过了绿

电溢价时，“零碳能源置换”在经济性上将首次超越单纯的“节能技改”。

这种政策信号的传导，直接触发了工业能源消费结构的根本性重构。它迫使企业的决策者从被动的“节能指标完成者”，转变为主动的“碳资产管理者”。未来的工业竞争，将不再仅仅是成本的竞争，而是谁能以更低的碳成本获取更充裕发展空间的竞争。

3.1.2 模型衔接：宏观碳约束向工业部门传导的核心机制与关键变量

为了量化这一范式革命的具体影响，我们需要借助 ETAM (Energy Transition Analysis Model) 一般均衡模型来进行深度推演。该模型通过精细刻画宏观碳约束通过价格信号向微观工业部门传导的路径，揭示了技术路线切换的内在经济规律。

模型的核心发现在于，宏观碳约束对工业技术选择的影响并非线性的渐进过程，而是呈现出显著的“非线性阈值效应”或“阶梯式跃升”。模型设定了高达 1.1-1.3 的跨能源品种替代弹性，这一参数设置敏锐地捕捉到了在强碳价信号下，工业燃料切换可能发生的剧烈程度。通过对模型数据的深度解读，我们可以清晰地界定出未来十年工业投资决策的三个关键“碳价温区”：

- 温区一：边际改良区 (<200 元/吨 CO₂)

在此价格水平下，碳成本尚未对化石能源的绝对优势构成实质性挑战。企业的理性选择依然是低成本的能效改进。这解释了为何在碳市场初期，尽管有政策呼吁，但深度的燃料替代进展缓慢。此时，投资重点仍在于优化存量资产的运行效率。

- 温区二：燃料替代引爆区 (300-400 元/吨 CO₂)

这是燃气轮机 (Gas Turbine) 迎来战略机遇期的关键窗口。当碳价突破 300 元大关，叠加煤炭价格波动与环保合规成本，传统的燃煤自备电厂与工业锅炉的综合运营成本开始反超天然气分布式能源。在此区间，天然气热电联产 (CHP) 凭借其较煤炭低约 50%-60% 的碳强度以及高达 80% 以上的综合热效率，成为最具竞争力的“低碳过渡方案”。它不仅能立竿见影地降低企业碳履约成本，更为未来接入氢能

预留了物理接口。

- 温区三：颠覆性技术爆发区 (>400-500 元/吨 CO₂)

当碳价进一步攀升至 400-500 元区间，那些曾经被认为“昂贵且遥远”的颠覆性技术——如氢冶金、大规模 CCUS（碳捕集、利用与封存）——的“绿色溢价”将被抹平。此时，新增产能的投资逻辑将发生根本性逆转，大规模转向零碳工艺。

这一模型传导机制向我们揭示了一个深刻的道理：工业减排绝非一条线性的渐进曲线，而是一条充满断裂点的“阶梯”。政策制定者与企业必须精准把握这些阈值，在正确的时间点布局正确的技术，既要避免在低碳价时期过早投入昂贵技术导致资金链断裂，也要防止在高碳价时期因技术锁定而沦为落后产能。

3.1.3 “双碳”目标下中国工业的利弊辩证与战略对应

基于上述定量分析，我们可以清醒地认识到，中国工业在迈向深脱碳的进程中，面临着全球独一无二的结构性矛盾。这要求我们摒弃西方教科书式的简单路径，制定一套兼具雄心与务实精神的“中国方案”。

弊：结构性挑战与资产锁定风险

中国拥有全球最大规模的重工业体系，且大部分资产极其年轻。以钢铁行业为例，中国高炉的平均炉龄仅为 13 年左右，远低于欧美国家的 40-50 年。这些现代化的高效高碳资产，其设计寿命往往长达 40 年以上，仍处于折旧期的黄金阶段。如果在“双碳”目标下采取激进的“推倒重来”策略，强制退役这些资产，将导致数万亿级别的资产价值瞬间蒸发，引发巨大的金融风险与社会动荡，即所谓的“资产搁浅”危机。此外，中国“富煤、贫油、少气”的资源禀赋，决定了单纯依赖天然气替代煤炭的路径存在能源安全隐患，必须寻找更具韧性的替代方案。

利：体系性优势与系统动员能力

然而，挑战的另一面是巨大的机遇。中国拥有强大的国家规划能力与全产业链动员能力，这使得我们能够实施西方国家难以想象的系统级工程。

- **顶层设计优势：**“1+N”政策体系能够协调跨部门、跨区域的资源配置。例如，“东数西算”的逻辑完全可以复制到能源领域，实现“东产西绿”——将高耗能产业有序转移至西部可再生能源富集区。
- **应用场景优势：**中国庞大的工业体量为氢能、CCUS 等新技术提供了无与伦比的“规模化试验场”。任何一项新技术，一旦在中国得到验证并推广，其成本下降的速度将是惊人的（如光伏产业的历史经验）。

战略对应：双轨并行，燃机为枢

基于这种利弊辩证，中国工业脱碳的战略须采取“双轨并行”模式：

1. **存量优化战略（护航）：**针对现有庞大的高碳资产，不搞简单的“一刀切”关停。而是通过 CCUS 产业化改造与燃气轮机燃料替代，构建一条“低碳逃生通道”。利用燃气轮机的高效供能与燃料灵活性（天然气掺氢），结合 CCUS 处理工艺排放，使得存量资产在逐步降低碳强度的同时，平稳度过折旧期，实现“软着陆”。
2. **增量跨越战略（引领）：**在西部新能源基地及沿海高端产业集聚区，对于新建产能，应直接跳过传统的过渡技术，一步到位布局氢冶金（H₂-DRI）、绿氢化工等终极零碳工艺。抢占全球绿色产业链的高端生态位，定义未来的工业标准。

3.2 颠覆性的可行性：关键技术经济参数重估与中国场景适配性分析

“颠覆式创新”不应仅仅停留在概念层面，其落地的关键在于技术经济性（Techno-Economic Feasibility）的临界点何时到来。2025-2026 年，随着全球供应链的成熟与中国本土化创新的加速，支撑工业脱碳的四大核心支柱——CCUS、氢能、电池储能（BESS）及燃气轮机——的成本曲线正经历深刻的重构。

3.2.1 CCUS 成本重估：从“示范项目”到“中国产业化解决方案”

长期以来，CCUS（碳捕集、利用与封存）被业界视为一项“昂贵且遥远”的技术，往往作为最后的选项。然而，最新的行业数据表明，得益于中

国独特的产业集群优势，CCUS 的成本拐点正在加速到来。

特别是在煤化工（如煤制油、煤制气）及天然气制氢等领域，由于其工艺过程中产生的高浓度 CO₂（浓度往往>80%，甚至高达 98%），捕集过程无需复杂的浓缩环节，能耗极低。数据显示，此类高浓度源的捕集成本已降至 200-350 元/吨。这一成本水平已经低于当前部分地区的碳价预期，甚至具备了与碳价（300 元+）发生“金叉”的经济基础。这意味着，在特定场景下，通过 CCUS 进行脱碳在经济账上已经“算得过来”。

燃气轮机在 CCUS 链条中的枢纽作用：被忽视的“能源心脏”

在谈论 CCUS 时，往往聚焦于捕集设备本身，而忽视了系统的能源平衡。事实上，在耦合 CCUS 的工业系统中，燃气轮机是不可或缺的能源枢纽，其作用至关重要。

- **热力学匹配的完美闭环：**碳捕集系统，特别是目前主流的化学吸收法（如胺液吸收），在溶剂再生环节需要消耗大量的低品位热能（通常是 120° C-150° C 的低压蒸汽）。传统的做法是额外燃烧燃料产生蒸汽，这不仅增加了成本，还产生了新的碳排放。而燃气轮机热电联产（CHP）系统恰好能解决这一痛点。燃气轮机的高温排气（500° C-600° C）通过余热锅炉（HRSG）可以高效产生电力和蒸汽。其电力用于驱动 CCUS 系统中的压缩机、泵等高能耗设备，而其产生的背压蒸汽或抽汽则完美匹配胺液再生的热需求。数据显示，这种“燃机-CCUS”耦合系统的综合能源利用效率可高达 85% 以上，实现了能源梯级利用的极致闭环。
- **烟气品质优势：**相比于燃煤锅炉，燃气轮机的排烟极其清洁，几乎不含硫氧化物（SO_x）和颗粒物。这对于化学吸收剂至关重要，因为硫和尘会导致吸收剂中毒、劣化。使用燃气轮机作为 CCUS 的动力源，可以大幅削减甚至省去昂贵的烟气预处理系统，显著降低 CCUS 项目的初始投资（CAPEX）和运行维护成本（OPEX）。

3.2.2 氢能战略落地：“十五五”新增长极

绿氢，作为连接可再生能源与难以电气化工业部门的纽带，其战略地位在“十五五”期间将得到空前强化。随着电解槽技术的快速迭代，特别是

PEM（质子交换膜）电解槽的学习率高达 15-20%，绿氢的制取成本正在快速下降。

基于风光资源的分布，中国将形成鲜明的氢能成本地理图谱：

- **低成本区（<18 元/kg）**：以新疆、内蒙古为代表的“绿氢母港”。这里拥有廉价的风光资源，将成为零碳材料（如绿氨、绿色甲醇）的全球出口基地和能源化工深加工基地。
- **高成本区（>25 元/kg）**：东南沿海的负荷中心。这里的重点不在于大规模制氢，而在于利用进口或输送来的氢能进行高端应用与技术创新。

燃气轮机作为“氢能伴侣”与“调节阀”

在氢能战略的落地过程中，一个核心挑战是供需的时间错配。风光制氢具有天然的间歇性与波动性，而化工、钢铁等工业生产需要连续、稳定的氢流或电流。

在此矛盾中，具备掺氢燃烧能力的燃气轮机扮演着至关重要的“调节阀”角色：

1. **物理消纳与转化**：在可再生能源发电高峰期，多余的电力制成绿氢。而在风光低谷期，燃气轮机可以直接燃烧储存的绿氢（或掺烧），将其转化为可调度的稳定电力，回馈给工业微网。这种“电-氢-电”的转换，虽然有能量损失，但它解决了长周期储能的难题。
2. **安全冗余保障**：对于连续生产流程，电力中断是不可接受的。燃气轮机作为备用电源，通过掺氢燃烧，既保证了供电的低碳属性，又提供了甚至优于电网的可靠性。
3. **技术桥梁**：当前，主流燃气轮机制造商（如三菱动力、西门子能源、GE Vernova）的机型已普遍具备 30%-50% 的掺氢能力，且正向 100% 纯氢燃烧快速演进。这意味着，投资燃气轮机，实际上是为未来全面接入氢能社会预留了物理接口。

3.2.3 工业电气化基石：BESS 如何赋能中国特色工业园区

随着电池储能系统（BESS）成本降至 900-1100 元/kWh 区间，其角色正从单一的“削峰填谷”工具升级为园区级的战略资产。

在现代工业园区中，BESS 与燃气轮机并非竞争关系，而是形成了完美的

互补混合系统（Hybrid System）。

- **BESS 的优势：**毫秒级的极速响应，精准调节频率，适合处理短时的功率冲击。
- **燃气轮机的优势：**持续、长时的能量供给，巨大的转动惯量支撑电压稳定。

这种“快慢搭配”的组合，不仅最大化了资产寿命（减少电池的深充深放），更使得园区具备了参与外部电力辅助服务市场（调频、备用）的能力，将能源中心从“成本中心”转化为“利润中心”。

3.2.4 燃气轮机：从能源设备到多能融合核心

综合上述分析，在“双碳”语境下，燃气轮机的定义已被彻底重写。它不再是单纯消耗化石能源的发电机器，而是工业能源系统的“稳定器”与“耦合器”。

1. **波动性的平抑者：**面对 2035 年 3600GW 风光装机带来的巨大电网波动，电网的惯量水平急剧下降。燃气轮机凭借其巨大的旋转质量（转子）提供的物理惯量，以及每分钟 10%-15% 的快速爬坡能力，成为工业微网中不可替代的频率稳定器与电压支撑点。
2. **多能流的路由器：**现代燃气轮机宛如一个“能源路由器”。在输入端，它能吞吐多种燃料（天然气、合成气、高炉煤气、氢气、氨气）；在输出端，它能提供多种能量形式（电力、高/低压蒸汽、热水、冷能）。在工业园区，它根据实时价格信号和需求，动态调整能源转换策略，将不稳定的可再生能源与多样化的工业需求进行匹配。
3. **蓝氢经济的发动机：**在绿氢成本尚未完全具备竞争力的过渡期，“天然气重整制氢+CCUS”（蓝氢）是不可逾越的现实路径。在此路径中，燃气轮机利用自身产生的高温排气为重整反应器（SMR）供热，并将捕集后的蓝氢作为燃料回用，实现了能源与物质流的极致耦合。

3.3 路径重构（一）：钢铁行业——基于全生命周期碳成本的深度脱碳分析

钢铁行业是工业脱碳的“硬骨头”，其碳排放量占全国碳排放总量的15%以上。中国钢铁行业的特殊性在于，我们面临着“高质量锁定”的独特悖论：一方面，我们拥有全球最新、最高效的长流程产能；另一方面，这些资产构成了巨大的碳锁定。基于此，中国钢铁脱碳不能照搬欧洲“全盘氢化”的激进路线，而应采取“H₂-DRI 增量引领”与“CCUS 存量改造”并行的双轨战略。

3.3.1 基线挑战：中国钢铁“高质量锁定”下的转型悖论与战略机遇

首先，我们必须正视基线挑战。目前，中国90%以上的钢铁产量来自于“高炉-转炉”（BF-BOF）的长流程工艺。尽管废钢电炉（EAF）是公认的低碳路线，但受限于中国废钢积蓄量尚未达到峰值，以及高端板材对原生铁水的依赖，基于铁矿石的初炼路径将长期存在。

挑战在于，如何处理高达7万亿人民币的存量资产与日益严苛的碳约束之间的矛盾。如果强行关停高炉，不仅经济损失惨重，更可能危及基础材料的供应安全。因此，战略机遇在于如何通过技术手段，让这些高碳资产在“双碳”时代焕发新生，或者有序退出。

3.3.2 增量路径：氢冶金（H₂-DRI）——从战略示范到区域布局的可行性深化

在西北及沿海地区，利用廉价绿氢发展氢基直接还原铁（H₂-DRI）是未来的终极方向。这一工艺用氢气替代焦炭作为还原剂，产物是海绵铁

（DRI）和水，从源头上消除了二氧化碳排放。然而，H₂-DRI 工艺产出的海绵铁必须送入电弧炉（EAF）进行熔炼成钢，这一环节对电力系统的要求极高。

燃气轮机的关键耦合作用（一）：EAF 的电力守护者

电弧炉（EAF）是电力系统中最棘手的负载之一。它不仅功率巨大，更是一个剧烈波动的非线性冲击性负荷。在冶炼过程中，电弧的断续和短路会向电网注入剧烈的谐波、负序电流以及电压闪变（Flicker）。

在以风光等变流器电源为主的弱电网环境下（如西北绿氢基地），这种

冲击是致命的，可能导致电网电压崩溃或设备损坏。

此时，燃气轮机发电系统的价值得到了充分凸显，它是 EAF 最理想的供电伴侣：

1. **高短路容量支撑：**燃气轮机作为大型同步发电机，具有极低的内阻，能提供极高的短路容量（Short Circuit Capacity）。这就像一个巨大的“电磁飞轮”，能够刚性地支撑住电网电压，有效抑制 EAF 引起的电压波动与闪变，保障冶炼质量和电网安全。
2. **清洁电力供给与灵活性：**在绿氢基地，配套建设“燃气轮机+余热回收”的自备电站，可以燃烧部分天然气或掺烧氢气。它既能提供 EAF 所需的基荷电力，又能随风光出力变化快速调节，确保炼钢生产的连续性。相比于完全依赖网电，这种“源网荷储”一体化的模式能显著降低用电成本和间接碳排放。

3.3.3 存量路径：CCUS 改造——高碳资产的“数字化与集群化”逃生通道

对于那些位于城市周边、无法立刻淘汰的长流程高炉，通过工艺改造并配套 CCUS 是现实选择。其中，对高炉煤气（BFG）的高效利用与脱碳是核心。

燃气轮机的关键耦合作用（二）：低热值煤气的高效利用

高炉煤气（BFG）是炼铁过程的副产物，热值极低（约 3000-3500 kJ/Nm³），且含有大量的 CO₂和氮气。传统做法是将其送入低效的锅炉燃烧发电，效率低下且污染严重。

现代重型燃气轮机技术已取得突破，能够直接燃烧这种超低热值的高炉煤气进行联合循环发电（CCPP）。

- **能效跃升：**相比传统锅炉，燃用 BFG 的燃气轮机联合循环发电效率可由 30%提升至 45%甚至更高。这意味着同样的煤气量，可以多发 50% 的电。这部分额外的电力可以替代外购网电，大幅降低钢铁厂的间接碳排放和能源成本。
- **碳捕集协同：**燃气轮机燃烧 BFG 后的排气中，CO₂浓度相对富集且压力稳定。结合燃烧后捕集技术，可以高效分离出 CO₂。更进一步，钢铁厂可以利用捕集的 CO₂和副产的氢气（或外购绿氢），合成甲醇或乙醇等高附加值化工品，将钢铁厂转变为“负碳能源站”和“绿色化

工厂”，实现跨行业的碳循环。

3.3.4 燃气轮机在“双轨战略”中的关键耦合作用

总结而言，在中国钢铁行业的转型棋局中，燃气轮机绝非旁观者，而是连接“冶炼工艺”与“能源供给”的那个关键齿轮。

- 在增量路径中，它是 EAF 电能质量的“守护神”，解决了绿电炼钢的稳定性难题。
- 在存量路径中，它是二次能源（副产煤气）的“榨取者”，通过极致能效和 CCUS 耦合，为高碳资产赋予了低碳生存权。

它通过提供灵活性、惯量与高品位热能，解决了钢铁电气化和深脱碳过程中最棘手的能源安全与质量问题，支撑了“双轨战略”的稳健落地。

3.4 路径重构（二）：化工与水泥建材——精细化战略

如果说钢铁行业的脱碳核心是还原剂的替代，那么化工与水泥行业的挑战则更为复杂，因为它们的碳排放不仅来源于燃料燃烧，更深刻地内嵌于化学反应的原料与工艺过程中。这决定了它们的脱碳必须是一场涉及“原料革命”与“末端托底”的精细化战役。

3.4.1 水泥：CCUS 作为工艺排放的“唯一解”与产业集群化生存之道

水泥行业是典型的“工艺排放”大户。在水泥熟料的生产过程中，约 60% 的 CO₂ 排放源自石灰石（碳酸钙）高温分解生成氧化钙的化学反应（ $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$ ）。这是一个吸热反应，且无论使用何种清洁燃料（如生物质、氢气），这部分来源于原料分解的 CO₂ 都无法消除。因此，CCUS 是水泥行业实现深度脱碳的“唯一解”。

然而，水泥厂加装 CCUS 面临巨大的能耗挑战。主流的胺液吸收法需要消耗大量的热能来再生吸收剂。如果单纯依靠燃烧额外的煤炭来产生蒸汽，不仅经济上不划算，还会产生新的碳排放，形成“面多了加水，水多了加面”的恶性循环。

燃气轮机解决方案：热电联产的极致匹配

引入工业级燃气轮机热电联产（CHP）单元，是解决水泥 CCUS 能耗痛点

的最优解。

- **能量梯级利用：**燃气轮机首先发电，满足碳捕集系统（压缩机、泵）以及水泥厂自身的电力需求。
- **余热深度开发：**燃气轮机的高温排气进入余热锅炉，产生恰好满足胺液再生所需参数的低压蒸汽。
- **综合效率：**这种“燃机-水泥窑-CCUS”的耦合模式，将系统的一次能源利用效率提升至 80% 以上。燃气轮机将原本作为“成本中心”的环保设施，转化为高效的“能源梯级利用中心”。此外，部分先进工艺还在探索利用水泥窑的高温废气与燃机排气进行热整合，进一步降低能耗。

3.4.2 化工：从“碳氢经济”到“氢经济+碳循环”的战略跃迁

化工行业的本质是碳氢原子的重新排列。中国庞大的煤化工体系（煤制甲醇、煤制烯烃）正经历从“高碳排”向“低碳排”切换的阵痛期。未来的方向是明确的：从传统的“煤制氢”转向“绿氢/蓝氢”，并构建“碳-氢-氧”的闭环循环。

燃气轮机：现代化工园区的能源心脏

在现代化工园区，热（蒸汽）与电的需求通常是刚性且巨大的，且对可靠性要求极高。燃气轮机在此扮演着多重核心角色：

1. **高效能源供给（CHP）：**燃气轮机 CHP 系统是化工园区最经济、最高效的能源供给方式。它能同时提供工艺所需的各等级蒸汽（高/中/低压）和电力，总体效率可达 85% 以上。
2. **氢能消纳的首选终端：**化工生产中往往伴生大量的富氢尾气（例如丙烷脱氢 PDH 装置的副产氢，或者氯碱化工的副产氢）。在绿氢大规模应用前，以及在绿氢无法储存的场景下，具备掺氢燃烧能力的燃气轮机是就地消纳这些副产氢、实现“以氢换煤”的最直接、最经济的手段。三菱动力等厂商已经开发出能够燃烧 100% 氨气的燃气轮机，为化肥厂等场景提供了直接利用氨燃料发电的可能，开辟了“氨-电”转换的新路径。
3. **碳循环的动力源：**未来化工将走向“二氧化碳+绿氢”制甲醇等碳循环工艺（Power-to-X）。这些合成反应通常需要在高温高压下进行，

且对催化剂环境极其敏感，不能承受电力的波动。燃气轮机作为可调度的稳定电源，保障了极其敏感的化工反应流程不受外部可再生能源波动的干扰，是绿色化工流程稳定运行的定海神针。

3.4.3 模型阐释：碳价信号驱动下的行业重构节奏

CGE 模型的模拟结果进一步印证了上述技术路径的经济逻辑。

- 对于化工行业，当碳价超过 **400 元/吨**时，且绿氢成本降至 20 元/kg 以下，绿氢合成氨/甲醇路线将开始对传统煤化工形成成本优势，燃气轮机在其中的角色也将从“天然气热电联产”逐步切换为“氢/氨热电联产”。
- 对于水泥行业，由于缺乏原料替代手段，其对碳价的敏感度更低。模型显示，碳价需达到 **500 元/吨**以上，才能完全覆盖 CCUS 系统的运行成本（包括燃机 CHP 的燃料成本），从而触发大规模的 CCUS 改造浪潮。

这表明，政策制定者需要针对不同行业制定差异化的碳价引导机制，并利用燃气轮机等关键技术的灵活性，来平滑转型过程中的成本冲击。

第四章：宏观政策：“1+N”框架下的新组合

为实现 2035 年国家自主贡献（NDC）的宏伟蓝图 与“十五五”规划（2026-2030 年）的战略部署，中国正在构建一个多维度、强有力的宏观政策“操作系统”。这一新组合的核心驱动力，源于从“能耗双控”向“碳排放双控”的根本性范式转型。这一转型的成功执行，依赖于两大核心市场机制的协同发力：一是通过全国碳排放权交易市场（ETS）为碳排放精准定价，二是通过全国统一电力市场为系统灵活性合理定价。本章将详细解构这一政策框架，评估其关键工具的最新进展，并分析其赖以成功的广义能源安全保障体系。

4.1 政策总纲：“1+N”气候行动框架详解

“1+N”政策框架是中国为实现“双碳”目标而进行的顶层设计，是确保新 NDC 目标得以贯彻执行的“国内引擎”，旨在将高层的政治承诺与战略愿景，系统性地分解为可操作、可考核的部门行动。

4.1.1 顶层设计（“1”）的演变

政策框架中的“1”，代表由中共中央、国务院发布的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030 年前碳达峰行动方案》这两份顶层设计文件。这一框架的根本目标，是确保“十五五”规划建议中提出的高层战略目标得以落地，特别是“美丽中国建设取得新的重大进展”、“碳达峰目标如期实现”以及“清洁低碳安全高效的新型能源体系初步建成”等核心部署。

4.1.2 支撑体系（“N”）的解构

政策框架中的“N”，代表一系列分领域、分行业的具体实施方案和支撑政策。2025 年提交的《2035 年中国国家自主贡献报告》在其第三部分“中国落实国家自主贡献的政策与行动”中，为“N”提供了一份权威的官方清单。

这一支撑体系（“N”）主要包含以下关键组成部分：

- **关键领域行动：**能源转型（如煤电“三改联动”）、工业、城乡与交通转型、非 CO₂温室气体管控（如《甲烷排放控制行动方案》）以及生态系统碳汇（如《生态系统碳汇能力巩固提升实施方案》）。
- **支撑保障体系：**法律与市场（如《碳排放权交易管理暂行条例》）、统计与标准（如《完善碳排放统计核算体系工作方案》、《关于建立碳足迹管理体系的实施方案》）、财金与科技（完善财政、价格、投融资等激励措施）。

4.1.3 核心洞察：从“能耗双控”到“碳排双控”的治理革命

“十五五”规划的关键转变，是在宏观治理层面从“能源消费总量和强度双控制度”（简称“能耗双控”）逐步转向“碳排放总量和强度双控制度”（简称“碳排双控”）。

“能耗双控”是过去十年中国推进节能减排的核心宏观治理工具。然而，该体系将所有能源消耗——无论是高碳的煤炭还是零碳的风能、光伏——均纳入考核总量，客观上导致了一个核心悖论：地方政府在发展可再生能源项目时，会同等增加其“能耗”总量的考核压力。这种机制在客观上抑制了非化石能源的发展，使其成为一种“增长负担”。

“碳排双控”的提出，彻底扭转了这一治理逻辑。考核的焦点从“能源消耗量”转向了“碳排放量”。这一转变的直接影响是重塑了地方政府的考核“指挥棒”（KPI）和竞争动态。在新范式下，地方政府间的竞争焦点正从单纯的 GDP 增长和“能源消耗总量”控制，转向“碳排放绩效”和“能源结构优化”。由于风能、太阳能、水电和核电在运行阶段不产生碳排放，其大规模发展不仅不再受到能源消费总量的硬性制约，反而成为地方政府在确保经济增长的同时，稀释“碳排放强度”和达成“碳排放总量”目标的主要途径。

因此，这一制度创新为实现 2035 年超过 3600 吉瓦（GW）的风光装机目标彻底“松绑”，是确保 NDC “绝对减排”承诺得以实现的体制前提。这种 KPI 的转变，将在短期内激励地方政府加大对“环境治理”和“绿色产业”（特别是可再生能源）的投资，因为这些投资现在是实现新 KPI 的直接手段，而非增长的“负担”。

表 4.1：“1+N”政策框架与 2035 年 NDC 目标对应矩阵

2035 年 NDC 目标	“N”中的关键领域政策	“N”中的关键支撑政策
GHG 绝对减排 7%-10%	《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》；工业领域达峰行动；《甲烷排放控制行动方案》	全国碳排放权交易市场（ETS）；《完善碳排放统计核算体系工作方案》
>30% 非化石能源占比	能源绿色低碳转型行动；“十五五”规划（建设新型能源体系）	全国统一电力市场；《中华人民共和国能源法》
>3600 GW 风光装机	能源绿色低碳转型行动；“沙戈荒”基地建设；培育壮大新能源等新兴产业	绿色金融与转型金融；科技创新（储能、智能电网）
森林蓄积量 >240 亿立方米	《生态系统碳汇能力巩固提升实施方案》；山水林田湖草沙一体化保护	《中华人民共和国湿地保护法》；温室气体自愿减排交易市场（CCER）
新能源汽车成为新销售主流	交通运输绿色低碳行动；完善充（换）电站、加氢站等基础设施	新能源汽车产业政策

4.2 核心市场机制（一）：全国碳市场（ETS）的扩容与升级

全国碳排放权交易市场（ETS）是实现“碳排双控”和 NDC “绝对减排”目标的核心市场化定价工具。

4.2.1 战略定位：从“强度工具”到“总量工具”的转型

2025 年 8 月 25 日发布的《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》（下称《意见》）是一个里程碑式的政策文件，标志着中国 ETS 的设计思路正在发生根本性转变。该《意见》为加速全国统一碳市场的建设制

定了路线图，其最关键的指令是为纳入全国 ETS 的行业设立一个“排放总量上限”（total emissions cap）。这一上限将基于国家温室气体控制目标和“碳排双控”要求来设定，同时平衡能源安全与产业链稳定。这一转变的核心是：ETS 将逐步从一个基于产出的“强度控制”工具，转向一个设置绝对排放上限的“总量控制”（cap-and-trade）工具。

4.2.2 扩容与时间表（2027-2030）

该《意见》为 ETS 的升级设定了清晰的时间表：

- **行业扩容：**文件明确要求“有序扩大覆盖行业范围”。继电力行业之后，钢铁、水泥、铝冶炼等高排放工业部门的纳入已是既定议程。目标是到 2027 年，“全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业”。
- **总量转型：**《意见》设定了清晰的转型路径。到 2027 年，将对碳排放总量相对稳定的行业（如水泥行业）“优先实施配额总量控制”。到 2030 年，目标是“基本建成以配额总量控制为基础... 的全国碳排放权交易市场”。

在扩容之前，全国碳市场自 2021 年 7 月启动以来，首先纳入了 2257 家发电行业的重点排放单位，年覆盖约 51 亿吨的二氧化碳排放。2025 年，中国宣布将钢铁、水泥和铝冶炼行业纳入 ETS，追溯至 2024 年的排放。根据已有的市场分析，在当前的分配机制下，参与者的平均配额盈余约为 14 万吨，而配额短缺方的平均缺口约为 12.5 万吨。这种市场总体宽松的状态是导致碳价信号偏弱的主要原因之一，也凸显了向总量控制转型的必要性。

自 2021 年 7 月启动以来，全国碳市场运行平稳，但交易活跃度和价格信号均处于初级阶段。截至 2025 年 9 月底，全国碳排放权交易市场配额（CEA）累计成交量达 7.28 亿吨，累计成交额约 498.3 亿元人民币。

4.2.3 机制创新：引入“有偿分配”的经济影响

《意见》明确提出，“稳妥推行免费和有偿相结合的碳排放配额分配方式，有序提高有偿分配比例”。这一机制创新是撬动工业部门深度脱碳（如第三章所述）的关键经济杠杆。

当前中国 ETS 价格信号微弱，其根源在于制度设计。中国碳价（CEA）长期在每吨 100 元人民币（约合 11-15 美元）以下波动。这与欧盟 ETS 形成鲜明对比，后者的碳价（EUA）在 2023 年 2 月达到 105.73 欧元的历史高点，并在 2025 年 11 月仍维持在每吨 81.49 欧元（约合 90 美元）的高位。根据 2025 年 9 月的最新数据，欧盟 ETS 配额的交易均价约为每吨 80 美元，而中国碳市场的配额价格仅约为每吨 11 美元，价格差距悬殊。

这种巨大的价格差异源于分配机制的根本不同。中国 ETS 目前实行 100% 免费分配，且基于“产出强度”基准线。在这种机制下，配额供应相对“慷慨”：企业只要产出增加（如发电量提升），其获得的免费配额也会相应增加。该机制仅奖励了相对效率（即碳强度低于基准线的企业），但未能对绝对排放总量形成硬性约束，导致市场配额普遍过剩，价格信号失灵。对于即将纳入的钢铁、水泥和铝冶炼行业（合计占中国碳排放的 39%），这种 100% 免费且基于强度的分配方式，其短期影响有限。然而，《意见》中提出的向“总量控制”和“有偿分配”的转型，将从根本上改变这一局面。国际能源署（IEA）的分析指出，一个清晰的基准收紧轨迹和配额拍卖（有偿分配）机制，将为市场参与者提供明确的长期价格信号，从而引导其在低碳技术（如 CCUS）方面的投资决策。

对于钢铁、水泥等行业而言（如第三章分析），CCUS 等深度脱碳技术的边际减排成本远高于当前碳价。在 100 元/吨的碳价水平下，企业选择购买配额（或使用盈余配额）来履约，远比投资数亿乃至数十亿进行 CCUS 改造更“经济”。随着 ETS 的扩容和有偿分配的引入，这一“经济账”将被重算。效率较低的生产商将因超出免费配额而面临更高的碳支出，从而被推向成本曲线的高端。分析指出，这将导致高排放行业的成本曲线更趋陡峭（Steeper Cost Curves），并可能导致未能有效减排的企业面临频繁的供应中断（Supply Cuts）。

因此，2025 年 8 月《意见》中“总量控制”和“有偿分配”的转型至关重要。只有通过设置绝对的排放“天花板”并强制企业“购买”配额，才能创造真正的配额稀缺性，推动碳价逐步向一个有意义的、可预期的水平（如欧盟碳价）靠拢。当市场碳价（即合规成本）高于企业的深度减排技术边际成本时（例如本报告分析的中国 30-40 美元/吨的 CCUS 成本优势），“经济交叉点”便会浮现。届时，企业投资 CCUS 或绿氢将不再是纯粹的合规成

本，而是比购买碳配额更具经济性的自发投资决策。

4.3 核心市场机制（二）：构建全国统一电力市场

如果说 ETS 是解决“碳”的机制，那么全国统一电力市场就是解决“电”的机制。“十五五”规划和 NDC 目标明确了建设“新型能源体系”和支撑超过 3600GW 风光装机的艰巨任务。

中国的电力市场改革并非始于今日，而是经历了数次迭代。第一轮改革（2002 年“5 号文”）的核心是“打破垄断、厂网分离”，确立了“两大电网、五大发电”的格局。第二轮改革（2015 年“9 号文”）则以“管住中间、放开两头”为核心，推动了输配电价改革和售电侧竞争。前两轮改革的主要驱动力是提升“经济效率”和打破行政垄断。

然而，当前的“第三轮”改革，其根本驱动力已发生质变。它不再仅仅是为了追求经济效率，而是为了解决因风光装机激增带来的系统安全和消纳问题。正因为改革的驱动力已转向“消纳新能源”，本轮改革的焦点才必须从单一的“电量市场”转向构建能够为“灵活性”正确定价的多元化市场体系。

4.3.1 新型电力系统的核心挑战：为“灵活性”定价

中国能源转型的关键瓶颈已从“建电源”（解决可再生能源“有没有”的问题）转向“造系统”（解决高比例可再生能源并网“稳不稳”的问题）。

风能和光伏（VRE）的间歇性和波动性带来了巨大的“灵活性缺口”。传统的电力市场仅按“电量”（即每千瓦时）付费，这导致了严重的市场失灵：为系统提供安全保障的灵活性资源（如电池储能 BESS、抽水蓄能、燃气轮机）因其利用小时数低而无法收回投资成本，缺乏商业可行性。

因此，解决方案须是“加快构建全国统一电力市场体系”，其改革的核心是从单一的“电量市场”，转向“电量 + 辅助服务 + 容量”市场并举的多元化定价机制。

4.3.2 机制创新（上）：辅助服务市场

辅助服务市场旨在为“实时”灵活性定价。2025 年 4 月发布的《电力辅助服务市场基本规则》是落实这一目标的关键一步。该市场的功能是为电力系统运行中不可或缺的实时服务（如调峰、调频、备用、爬坡）提供清晰的价格信号和补偿机制。

这一机制的建立，为电池储能（BESS）等快速响应资源提供了可行的商业模式。BESS 是响应最快的灵活性资源（毫秒级），但其成本高昂。辅助服务市场（特别是调频市场）通过高频次、高单价的调用，为其提供了独立于传统电量套利（峰谷价差）的、可预测的收入来源。

辅助服务市场的物理价值在实践中已愈发关键。以山东电网 2025 年 7 月 11 日的调度为例，为应对创纪录的夏季晚高峰负荷，山东电网调度中心协调启动了全省 144 座能源储存站（包括 55 座独立储能和 89 座新能源配储），实现了 8.04 吉瓦（GW）的最大电力输出，创造了省级储能最大规模调用的全国纪录。此案例生动地证明了 BESS 等资源在平衡系统中的巨大物理作用。辅助服务市场的核心功能，就是将这种“物理价值”转化为可量化的“经济价值”，从而为 BESS 的投资方提供可靠的收入来源。

4.3.3 机制创新（下）：容量市场的兴起

辅助服务市场解决了“实时响应”的问题，但无法解决“长期备用”的问题。电力系统需要的不仅是实时的平衡，更需要确定的容量裕度（Capacity Adequacy），以应对极端天气或大规模机组故障。

容量市场（Capacity Market）的核心是“为容量付费”（Payment for Availability）。它不为发电量付费，而是为发电机组（如第三章专栏所述的燃气轮机、抽水蓄能和灵活性煤电）保持“可用”状态而支付固定费用，确保其在需要时一定能够启动。

《电力辅助服务市场基本规则》中已间接提及“获得容量电费的经营主体原则上应当参与电力辅助服务市场申报”，这表明容量电价或容量市场正被纳入国家电力市场改革的顶层设计。

成熟容量市场的有效性已在国际上得到充分验证。以美国 PJM 互联电网（PJM）2026/2027 年度的基础容量拍卖（BRA）为例：此次拍卖确保了 146,244 MW 的总可用容量，其结算价格达到了经批准的上限，即 \$329.17/

兆瓦-天（MW-day）。正是这一强有力的投资信号，直接导致了 17 台发电机组（总计约 1,100 MW）撤回了其原定的退役计划。

PJM 的案例为中国提供了解决“煤炭悖论”（即一方面大力发展可再生能源，另一方面出于安全考虑而保留煤电）的可量化参考。它表明：一个高价容量市场，可以提供足够的经济激励，使那些在“电量市场”上已不具备竞争力（如利用小时数低）的传统机组（在中国即为灵活性煤电），因其提供了宝贵的“可用性”（容量）而得以保留，从而确保了系统在极端负荷下的安全裕度。

4.4 两大市场的协同效应：实现“软着陆”与“长效激励”

ETS 与全国统一电力市场并非各自独立运行，它们共同构成了实现中国能源转型“软着陆”与“长效激励”的宏观政策组合拳。其协同效应在短期和长期呈现出不同的战略价值。

4.4.1 短期影响：存量资产的“软着陆”

两大核心市场的协同，为中国庞大的存量煤电资产 提供了“软着陆”的转型路径，完美解决了“能源安全”与“低碳转型”的短期冲突（即“煤炭悖论”）。

这一协同机制的运行逻辑如下：

1. **ETS（碳市场）施加成本压力：** 通过引入“总量控制”和“有偿分配”（4.2.3 节），ETS 将显著推高碳价。这将使高碳煤电在“电量市场”（Energy Market）中的边际发电成本飙升，使其在与零边际成本的风光竞争中处于劣势，从而逐步将其“挤出”日常的基荷发电序列。
2. **电力市场提供转型路径：** 在煤电被挤出“电量市场”的同时，“容量市场”（4.3.3 节）为这些机组（特别是经过灵活性改造后）提供了全新的、与其发电量脱钩的收入来源——“容量费用”。

这种“电量-容量-辅服”的分离定价，辅以 ETS 的碳成本压力，共同引导存量煤电从“电量型电源”（Baseload）平稳过渡到“调节型/备用型电源”（Flexibility/Capacity Resource）。这既保留了其保障系统安全的

“压舱石”功能，又为其在发电侧的“退出”提供了经济补偿，避免了转型过程中的大规模资产搁浅和系统性安全风险。

4.4.2 长期影响：深度脱碳的“投资信号”

两大市场协同的长期战略价值，在于它们共同为行业和投资者提供了实现深度脱碳所必需的、清晰的、银行（资本）认可的（Bankable）长效价格信号。

实现 2060 年碳中和，依赖于 CCUS、绿氢、长时储能等目前成本高昂、投资周期长的颠覆性技术（如第三章所述）。这些投资风险远超传统项目，其商业模式无法依赖单一的价格信号。

一个“碳价+电价”协同的市场体系，为这些新技术创造了可预期的复合型商业模式：

1. **ETS 信号（碳成本信号）：** 一个不断收紧、价格上行的碳市场，为（如 CCUS）提供了“规避成本”的底线价值。
2. **电力市场信号（灵活性价值信号）：** 一个成熟的电力市场，为（如绿氢发电、BESS）等“清洁的灵活性资源”提供了“主动收入”的上限价值（通过辅助服务和容量市场付费）。

这种“碳价+容量/灵活性电价”的双重价格信号，使投资者能够构建更稳健的财务模型。它确保了“清洁的”和“灵活的”资产在未来将获得双重溢价。这种可预期的长期经济激励，是撬动万亿级私营部门资本进入深度脱碳领域的根本性制度保障，推动这些技术从“依赖补贴的示范”走向“市场驱动的规模化”。

表 4.2：核心市场机制的协同效应与激励路径

市场机制	价格信号	短期功能（针对存量资产）	长期功能（针对新建/深度脱碳技术）
全国碳市场（ETS）	碳排放的边际成本（Carbon Cost）	迫使高碳资产（煤电）在“电量市场”的成本上升，将其挤出基荷发电。	为 CCUS、BECCS 等负碳技术提供“规避成本”的底线价值，激励其投资。
全国统一电力市场	电能量、灵活性、容量的价值（Energy, Flexibility, Capacity Value）	电量市场： 价值降低。 容量/辅服市场： 为灵活性煤电提供新的“容量”收入，实现“软着陆”。	为 BESS、绿氢、燃气轮机等“清洁的灵活性资源”提供“主动收入”，激励其投资。
协同效应	（碳成本+服务价值）的双重信号	“软着陆”：淘汰煤电的“发电功能”，保留其“服务功能”。	“长效激励”：为清洁、灵活的颠覆性技术提供可叠加的、银行认可的收入来源。

4.5 广义能源安全：确保战略性矿产与产业链安全

“十五五”规划将“统筹发展和安全”提升至前所未有的高度。在能源转型的新背景下，能源安全的内涵已从传统安全扩展至一个“广义能源安全”体系。

这一体系包含三个层面：

- 1. 传统安全：保障石油、天然气等化石能源的稳定供应。
- 2. 系统安全：确保高比例可再生能源接入下电力系统的稳定运行（即

4.3 节所讨论的灵活性与容量裕度安全）。

3. **转型安全（新挑战）**：确保支撑绿色转型（光伏、电池、电机）所需的**战略性矿产资源**（如锂、钴、镍、稀土）的产业链供应链安全。

“转型安全”已成为国家的核心战略关切。21 世纪的绿色工业经济对锂、钴、镍和稀土的高度依赖，正如 20 世纪的工业经济依赖石油。中国要实现 2035 年超过 3600 GW 的风光装机和新能源汽车成为新销售主流的目标，其产业链的上游——即这些关键矿产——的供应安全，已等同于传统意义上的石油安全。

因此，“十五五”规划建议首次在五年规划层面明确提出“加快新能源...等战略性新兴产业集群发展”和“推动...能源资源基地等布局优化”。在执行层面，自然资源部已全面部署“十五五”矿产资源规划编制工作。这表明中国的矿产资源规划已不仅是经济规划，更是国家安全规划。本章所分析的国内宏观政策（ETS、电力市场）是转型的“内部引擎”，而对战略性矿产的保障则是转型的“外部安全带”。这两者共同构成了中国能源转型战略不可或缺的一体两面，并与第五章即将探讨的国际地缘政治博弈紧密相连。

第五章：全球战略竞合：中国新愿景下的国际能源格局重塑

5.1 从“国内转型”到“全球重构”

本报告前四章已深入剖析中国 2035 年国家自主贡献（NDC）新愿景与“十五五”规划建议所驱动的国内能源转型顶层设计。中国正通过“碳排双控”新范式、工业深度脱碳路径以及配套的宏观政策工具，启动一场系统性的内部变革。然而，中国能源转型的意义远超其国界。作为全球最大的能源消费国和温室气体排放国，中国的“双碳”承诺不仅是其实现可持续发展的内在要求，更已演变为一股重塑全球地缘政治、贸易规则和技术格局的强大力量。

本章的分析视角将由内转向外，聚焦由中国能源新范式所引发的全球“战略竞合”（Strategic Co-opetition）。中国的转型路径，特别是其在全球绿色技术供应链中的绝对主导地位，正在引发与主要经济体（尤其是欧盟与美国）之间深刻的战略互动。这种竞合关系正围绕三大核心领域展开：一是绿色技术（光伏、电池、电动汽车）的供应链主导权与贸易摩擦；二是关键矿产（稀土、锂）的地缘政治杠杆与“去风险”博弈；三是碳定价（CBAM）与未来能源（氢能、核聚变）的国际标准制定权。

本章旨在系统性回答本报告第一章（1.4 节）所提出的核心问题：中国的新战略将如何重塑其在全球气候治理和绿色供应链中的“战略竞合”角色？分析将揭示，中国正从全球气候议程的“参与者”和“贡献者”，迅速转变为关键绿色产业的“主导者”和未来能源治理的“规则制定者”。

5.2 绿色技术供应链的主导权与摩擦

中国在“新三样”——光伏、锂电池和新能源汽车——领域建立的结构主导地位，是能源新战略得以实施的产业基础，同时也是与西方世界产生贸易摩擦的核心来源。

5.2.1 “新三样”的全球市场格局

2024 年至 2025 年的数据显示，中国在全球绿色技术供应链中的地位已非简单领先，而是接近全面主导。

光伏（PV）领域：

中国的控制力覆盖全价值链。根据国际能源署（IEA）的分析，截至 2024 年，中国在太阳能电池板所有制造阶段（包括多晶硅、硅锭、硅片、电池和组件）的全球份额均超过 80%。基于在建产能推算，到 2025 年，中国在全球多晶硅、硅锭和硅片生产中的份额将接近 95%。

在市场需求端，2024 年全球光伏新增装机量达到创纪录的 597 吉瓦（GW），其中亚太地区贡献了 70% 的份额。在供应端，中国制造商的规模扩张惊人：仅追踪中国前 25 家制造商的数据，其光伏组件总出货量已从 2021 年的 172 吉瓦猛增至 2024 年的 687 吉瓦。

锂离子电池领域：

中国的主导地位同样稳固。2024 年，中国锂离子电池产量达到 1,170 吉瓦时（GWh），占全球市场份额的 76%。行业数据显示，2025 年 1 月至 9 月，全球电动汽车（EV）电池装机量同比增长 34.7%，其中中国的宁德时代（CATL）和比亚迪（BYD）继续占据市场主导地位。彭博新能源财经（BNEF）在 2025 年 5 月发布的全球锂电池供应链排名中，中国凭借其低廉的商业电价和先进的基础设施，超越加拿大，重返全球第一的位置。

新能源汽车（NEV）领域：

作为上述技术的集大成者和出口引擎，中国的新能源汽车产业在 2024 年产销量双双突破 1200 万辆，占全球销量的一半以上。继 2023 年出口增长近 30% 后，中国已成为全球绿色交通转型的核心驱动力。

表 5.1：中国在全球光伏与锂电池供应链各环节主导地位

供应链	环节	主要产品	2024-2025 年 中国全球份额	主要中国企业
光伏	上游（原材料）	多晶硅	>80%（2025 年 预计近 95%）	通威，协鑫

	中游（制造）	硅片 / 电池片	>80%（2025 年预计近 95%）	隆基，TCL 中环
	下游（产品）	光伏组件	>80%	晶科，隆基，天合光能
锂电池	上游（材料）	正极/负极材料	>70%（负极材料 >85%）	贝特瑞，杉杉
	中游（制造）	动力电池	约 76%（2024 年）	宁德时代（CATL），比亚迪（BYD）
	下游（应用）	新能源汽车	>50%（2024 年销量）	比亚迪（BYD），特斯拉（上海）

5.2.2 贸易摩擦与“去风险”：欧美国家的战略两难

中国绿色技术的压倒性优势和低成本出口，在欧美被广泛归因于国家主导的产业政策、巨额补贴以及由此形成的“国内市场过剩产能”。中国的出口浪潮正在重塑全球贸易平衡，并引发了进口国对自身产业安全的忧虑。

欧洲市场正清晰地感受到这一冲击。截至 2024 年，中国汽车制造商已占据欧洲电动汽车（EV）销量的四分之一，其平均售价较欧洲本土车型低约 20%。这种局面不仅威胁到欧洲老牌汽车工业的未来，更被视为经济安全风险。这直接触发了欧盟委员会对中国电动汽车发起反补贴调查，并成为以冯·德莱恩（Ursula von der Leyen）为代表的“去风险”（de-risking）战略的核心议题。

这一局面使欧美国家陷入了一个深刻的战略两难（Strategic Dilemma）。一方面，为了实现《巴黎协定》承诺和各自的国内气候目标（如欧盟的“Fit for 55”计划），它们迫切需要中国提供的、大规模且低

成本的光伏组件和动力电池。另一方面，对中国绿色技术供应链的深度依赖，又被视为一种地缘政治和经济上的结构性脆弱性。

因此，欧美的“去风险”政策，如美国的《通胀削减法案》（IRA），并非简单的贸易保护主义，而是对其“绿色转型主权”的一种防御性反应。这种紧张关系将在长期导致全球绿色供应链的“碎片化”。欧美将不惜代价加速构建本土或“友岸”供应链，但这将提高全球能源转型的总体成本和时间。

5.3 关键矿产的地缘政治：稀土与锂的博弈

如果说“新三样”是绿色转型的产成品，那么关键矿产（Critical Minerals）就是其地缘政治的“阿喀琉斯之踵”。中国在这一领域的战略布局，特别是 2025 年爆发的稀土出口管制事件，清晰地展现了其在“竞合”关系中的战略筹码。

5.3.1 稀土出口管制的战略信号

中国在稀土领域的绝对主导地位（占全球约 70% 的开采和 90% 的加工），源于其长达三十年的深思熟虑的产业战略。中国成功地利用其上游资源优势，吸引了包括磁体制造在内的整个高价值下游产业链。

2025 年 10 月，中美在稀土领域的紧张关系急剧升级，并在月底戏剧性地缓和，这一过程充分暴露了全球供应链的脆弱性：

- 1. 政策升级（10 月 9 日）：**中国商务部宣布了广泛的新出口管制措施，不仅涵盖稀土材料和技术，还包括锂电池。至关重要的是，新规效仿美国的“外国直接产品规则”（FDPR），引入了“0.1% 的最低含量规则”，极大地扩大了对含有中国稀土的外国制造产品的域外管辖权。此举被广泛视为对美国于 9 月 29 日扩大对华技术制裁的直接回应。
- 2. 国际反应：**这一宣布在全球国防、半导体、AI 和绿色能源行业（特别是电动汽车和风力涡轮机）引发了巨大震动。美国总统特朗普威胁若管制实施，将对所有中国进口商品征收额外 100% 的关税。
- 3. 战术缓和（10 月 30-31 日）：**经高层会晤，中美达成“休战”。白宫宣布，中国同意将“新”管制措施暂停实施一年。

通过“宣布-暂停”这一操作，中国在事实上实现了双重目标：

1. **威慑：**向全球市场和竞争对手清晰地展示了其“无可匹敌的杠杆作用”和升级贸易冲突的意愿与能力。
2. **缓和：**通过暂停最具争议的域外管辖条款，暂时稳定了中美关系，避免了立即的经济“硬脱钩”。

这催化了西方国家构建“中国之外”供应链的政治意愿和工业动员。例如，美国政府迅速采取行动：

- **政治框架：**“休战”前，美国与澳大利亚签署了《关键矿产和稀土安全供应框架》，旨在利用澳大利亚的战略储备和美国的工业需求，加速开发多元化供应链。
- **资本介入：**华盛顿承诺通过政府承购、设定价格下限（例如为钕-镨化合物设定价格底线）和直接投资等方式，支持在非洲、澳大利亚和美国本土（如 Niron Magnetics 的非稀土磁铁项目和 MP Materials 的加工设施）建立“采矿-分离-加工”的全链条。

5.3.2 锂资源的市场动态

与稀土所展现的国家战略武器属性不同，锂资源的竞争目前更多体现为市场和资本的竞争。

2025 年的全球锂市场呈现出高波动性。尽管行业对长期需求（受 EV 和储能驱动）保持乐观，预测 2025 年全球需求将达到 140 万吨至 180 万吨碳酸锂当量（LCE），但 2024 年至 2025 年的市场现实仍是“供过于求”。

价格反映了这种市场波动。在 2025 年 6 月跌至四年低点后，基准碳酸锂价格在 8 月反弹至 11 个月高点（12,067 美元/公吨），随后回落。中国国内期货价格则在 2025 年 10 月出现反弹，升至近两个月高点（80,000 元人民币/吨），这主要受到中国新能源汽车产量回升和储能设施补偿机制政策的提振。

中国的战略重点并非控制上游锂矿出口，而是利用其作为全球最大锂进口国和加工国的地位，主导下游技术。例如，中国正积极布局钠离子电池技术（中石化与 LG 化学于 2025 年 11 月成立合资企业），市场预测到 2030 年，全球 90% 的钠离子电池将在中国生产。

5.4 碳关税壁垒：CBAM 对中国工业的倒逼机制

如果说稀土是中国的主动杠杆，那么欧盟的碳边境调节机制（CBAM）就是针对中国高碳工业（即本报告第三章所分析的行业）的被动防御性壁垒。

5.4.1 CBAM 的成本冲击量化

欧盟 CBAM 旨在通过对进口的钢铁、水泥、铝等碳密集型产品征收碳费用（2026 年起正式实施），使外国生产商面临与欧盟碳排放交易体系

（ETS）内生产商相同的碳定价。对于高度依赖碳密集型高炉-转炉（BF-BOF）工艺的中国钢铁和水泥出口商而言，CBAM 构成了显著的成本威胁。研究指出，即使在中国实现 2035 年 NDC 目标且国内碳价上升的情景下，到 2034 年，CBAM 仍将给中国的钢铁和铝（ISAP）出口商带来每年 15.72 亿欧元（仅含直接和电力间接排放）至 33.78 亿欧元（若包含上游供应链排放）的额外成本。在另一项中期情景测算中，到 2034 年，出口到欧盟的每吨钢铁可能面临高达 243 美元的碳费用。

5.4.2 中国全国碳市场（ETS）的内部升级

作为应对 CBAM 等外部压力的核心内部工具，如前章所述，中国全国碳排放权交易市场（ETS）在 2025 年迎来了关键的制度升级。

5.4.2.1 行业扩容与总量控制

2025 年 3 月，国务院正式批准将钢铁、水泥和铝冶炼行业纳入全国 ETS 管理，首个合规周期覆盖 2024 年的排放，并计划于 2025 年底前完成。此次扩容使 ETS 覆盖的实体增加了约 1500 家，覆盖的温室气体排放量增加了约 30 亿吨，使其成为全球覆盖排放量最大的碳市场。

更具根本性的是 2025 年 8 月 25 日发布的政策文件，该文件明确了中国 ETS 将从当前主要基于“强度”的控制，转向设置绝对排放上限的“总量控制”（Cap-and-Trade）体系。新规设定了明确的时间表：到 2027 年，碳市场基本覆盖所有主要工业行业；到 2030 年，基本建成以总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳市场。

5.4.2.2 碳价现状与未来预期

随着制度的完善和配额的收紧，碳价的发现功能日益凸显。截至 2025 年 11 月，全国碳市场（CEA）的交易均价已升至约 58-59 元人民币/吨的水平。同期，2024 年 1 月重启的全国温室气体自愿减排交易市场（CCER）也表现活跃，价格预期稳定在 60 元人民币/吨以上。

市场普遍预期，随着钢铁、水泥等行业的全面纳入以及“总量控制”的实施，碳价将进入更快的上升通道。多家机构预测，到 2030 年，中国碳价可能达到 150 至 300 元人民币/吨的区间。这一价格预期正在接近（尽管仍低于）CCUS 的预估技术成本（预计 2030 年为 310-770 元/吨），这使得国内碳定价成为企业脱碳决策的关键经济信号。

5.4.3 战略协同：CBAM 与国内 ETS 的共振

CBAM 的真正战略意义不在于其作为贸易壁垒的外部压力，而在于它如何与中国内部政策（如本报告第四章所述）形成协同，共同催化工业部门的深度脱碳。

CBAM 的实施，为中国高碳产业（钢铁、水泥）创造了一个强大的、不可回避的市场倒逼机制。它与中国自身的国内政策形成了“内外钳形攻势”

（Policy 'Pincer Movement'）：

1. **内部压力（来自 ETS）**：如本报告前述内容，中国正在加速全国碳市场（ETS）的升级。
2. **外部压力（来自 CBAM）**：CBAM 迫使中国出口商必须为其排放支付真实的、与高价的欧盟 ETS 挂钩的费用。

这两股力量的叠加，极大地加速了“黄金交叉点”的到来。即：
 $(\{\text{国内 ETS 碳价}\} + \{\text{外部 CBAM 成本}\}) > (\{\text{CCUS 或绿氢的减排边际成本}\})$

- **短期影响**：迫使中国出口企业立即进行精确的碳排放核算和报告（MRV）。
- **长期影响**：CBAM 为中国国内目前相对较低的 ETS 碳价（2023 年平均约 68 元人民币/吨，而欧盟接近 85 美元/吨）提供了一个外部“价格锚定”。它从根本上强化了中国高碳企业投资 CCUS、氢冶金或其他低

碳工艺的商业合理性。

这一转变意义重大：投资 CCUS（如齐鲁石化-胜利油田项目）不再仅仅是为了响应国家“双碳”号召的合规行为，而是为了在国际贸易中保持生存和竞争力的、受市场驱动理性经济决策。

5.5 “一带一路”（BRI）的“双轨”能源战略

中国能源新范式不仅影响发达经济体，更在“一带一路”沿线（BRI）的发展中国家（即“全球南方”）重塑能源格局。

5.5.1 “绿色丝路”与化石能源投资并存

继 2021 年中国承诺停止新建海外煤电 和 2023 年第三届“一带一路”论坛强调“高起点、绿色、廉洁”之后，外界普遍预期 BRI 将转向“小而美”的绿色项目。然而，2025 年上半年的实际数据显示，BRI 的能源战略并非单一的“绿色化”，而是一种务实的“双轨战略”。

2025 年上半年（H1 2025），中国的 BRI 参与额（含投资和建筑合同）创下了历史最高的半年记录，总额达 1233 亿美元，仅六个月就超过了 2024 年全年总额。

轨道一（绿色技术）：绿色能源（风能、太阳能）相关参与额达到创纪录的 97 亿美元。这反映了中国正利用 BRI 作为其国内“新三样”过剩产能的出口市场和供应链韧性投资。

轨道二（化石能源）：与此同时，油气参与额激增至创纪录的 300 亿美元，占 2025 年上半年能源总参与额（420 亿美元）的近 70%。

这一激增主要由大型化石能源基础设施项目驱动，例如在尼日利亚签署的价值 200 亿美元的 Ogidibgon 天然气工业园，以及在沙特阿拉伯价值 16 亿美元的燃气电厂合同。

这种“双轨”并行的模式表明，中国的海外能源战略是务实的，同时服务于两个国家目标：（1）通过油气项目确保自身的长期能源安全；（2）通过绿色技术出口消化国内产能并构建“绿色软实力”。

5.5.2 “绿色软实力”的机遇与“新依赖”挑战

中国正通过 BRI 将其国内的绿色技术革命（如光伏、风电、电动汽车）输出到全球南方，为发展中国家提供有别于西方的“可持续发展路线图”，并借此构建“绿色软实力”（Green Soft Power）。

- **短期影响：** 中国的绿色技术出口（如在津巴布韦）和基础设施项目（如中巴经济走廊），为东道国提供了发展和减排的机遇。
- **长期影响：** 评论认为，这种模式可能导致东道国“过早的去工业化”，使其产业结构从历史上对西方石油公司的依赖，转变为对中国绿色技术、融资和加工能力的新型结构性依赖。

5.6 新兴领域：未来能源的国际标准之争

中国的“战略竞合”角色，最终体现在其对未来能源规则制定权的争夺上。中国正在从国际标准的“采纳者”转变为“制定者”。

5.6.1 氢能：中欧 RFNBO 标准的竞合

绿氢是工业脱碳的关键路径。在全球层面，一场围绕“什么是绿色氢能”的标准之争已经展开。

- **欧洲的立场：** 欧洲（特别是德国）正试图通过其“Fit for 55”一揽子计划，为其能源转型定义全球最严格的“绿色氢能”和“可再生非生物来源燃料”（RFNBO）认证标准。
- **中国的策略：** 中国在积极参与中德（欧）政策交流的同时，正凭借其巨大的电解槽制造成本优势和灵活的合资（JV）模式（如国富氢能与西门子的合资企业），积极进入欧洲市场。

5.6.2 BECCUS 与核聚变：从追随者到引领者

在 CCUS（碳捕集、利用与封存）和核聚变这两个决定 2050 年后能源格局的终极技术领域，中国正从技术追随者转变为国际治理的引领者。中国正迅速将国内的项目实践（如中国石化齐鲁石化-胜利油田百万吨级项目）转化为国际标准制定权。中国工业和信息化部（MIIT）在 2024 年发布了行动计划，目标到 2025 年底发布 70 项国家标准，涵盖碳核算、捕集和利用。更

重要的是，以中国华能集团（China Huaneng）为代表的国有企业，正利用其在国内大型 CCUS 项目（如龙东项目）中积累的专业知识，“帮助制定国际 CCUS 标准”。

在被誉为能源“圣杯”的核聚变领域，中国的战略布局尤为清晰。通过长期巨额国家投资和市场化资金的进入，中国正从全球聚变研究的参与者，转变为未来全球聚变社区的召集者和下一代技术标准制定的引领者。

总之，中国 2025 年确立的 2035 年 NDC 新愿景和“十五五”规划所启动的新范式，其意义已远远超出一国的气候承诺。它标志着中国在全球能源格局中新角色的确立。

1. **在绿色供应链层面（现在时）：** 中国已转变为全球绿色转型的“中央引擎”。通过在“新三样”领域建立的结构性主导地位，中国在为全球提供低成本减排工具的同时，也成为了欧美国家感知中的“供应链风险源”。这迫使西方在“实现气候目标”与“保障产业安全”之间做出艰难的战略权衡。
2. **在资源与规则层面（进行时）：** 中国正积极运用其地缘经济工具。无论是通过 CBAM 等外部压力被动倒逼高碳产业（钢铁、水泥）升级，还是通过稀土出口管制（2025 年 10 月事件）主动展示其战略杠杆，抑或是在“一带一路”沿线同时推行化石能源安全和绿色技术出口的“双轨”战略，中国都在积极地塑造有利的外部环境。
3. **在未来治理层面（将来时）：** 中国已进入全球能源治理的核心地带，并开始扮演“标准制定者”的角色。在氢能、BECCUS 乃至核聚变等决定未来能源走向的新兴领域，中国正将其国内的技术和市场优势，系统性地转化为国际影响力和标准话语权。

专题：能源安全和双碳目标下的燃气轮机产业

全球燃气轮机市场正在经历一场深刻的结构性逆转。这不再是十年前那个由于可再生能源挤压而导致产能过剩的买方市场，而是一个由“能源安全（Security）”与“人工智能（AI）”双重驱动的、极为紧缺的卖方市场。这一转变的核心特征是供应链的极度紧张与交货周期的显著拉长，标志着燃气轮机从“过渡能源设备”成为未来的基础设施。

在全球能源格局剧烈震荡的当下，中国正处于一场前所未有的能源转型之中。这场转型的核心在于解决“能源不可能三角”——即在确保能源安全（Reliability）、实现环境可持续性（Sustainability）以及维持经济可承受性（Affordability）之间寻找动态平衡。在此背景下，燃气轮机在中国能源结构中的角色正在发生质的飞跃：从传统的基荷电源转变为支撑高比例可再生能源并网的“灵活性调节中枢”。这种角色的转变依赖于电力市场改革的深化。此外，随着氢能技术的融合，燃气轮机正逐步具备成为长时储能（Long-Duration Energy Storage）关键节点和核心基础设施的潜力。

中国燃气轮机产业已成功跨越了纯粹依赖进口的“跟随”阶段，进入了一个更具能动性的“混合驱动”新阶段：即以合资合作保障当下系统稳定的“基本盘”，同时以自主创新开辟未来增长与主导权的“新赛道”。若战略协同得当、执行有力，燃气轮机将彻底摆脱其“过渡性资产”的狭义定位。它不仅是当前高比例可再生能源电网中不可或缺的“稳定锚”，更将进化为连接“绿电”、“绿氢”与“可靠电网”的关键物理枢纽和核心基础设施。在这一远景下，燃气轮机产业将有望成为快速成长的自主可控产业，以实现能源安全、产业升级与碳中和目标作为战略支点，为构建具有韧性、清洁且自主可控的现代能源体系提供不可或缺的工程基石与系统支撑。

第一节 战略和 AI 语境：重新定义燃气轮机

近期，全球燃气轮机市场经历了前所未有的爆发式增长，迎来了一场由多重因素叠加驱动的历史性机遇：

- 能源安全优先成为全球共识：全球多国能源政策出现“右转”，在保障能源供应安全的战略导向下，燃气轮机作为清洁高效的化石能源利用设备，成为能源结构优化的重要选择。

- AI 革命催生新的电力需求：数据中心、新型工业园区等新兴场景快速崛起，对高可靠性、高质量电力的需求激增。AI 产业的“电力饥渴”正在重构能源基础设施投资逻辑。
- 中东“油转气”战略持续推进：中东地区能源转型战略直接拉动了油气开采与输送环节的燃气轮机需求，为市场增长提供了强劲动力。

1.1. 全球市场：供需错配下的“卖方市场”回归与 AI 驱动的超级周期

全球燃气轮机市场正在经历一场深刻的结构性逆转。这不再是十年前那个由于可再生能源挤压而导致产能过剩的买方市场，而是一个由“能源安全（Security）”与“人工智能（AI）”双重焦虑驱动的、极为紧缺的卖方市场。这一转变的核心特征是供应链的极度紧张与交货周期的显著拉长，标志着燃气轮机从“过渡能源设备”成为未来的核心基础设施。

1.1.1 供需失衡：积压订单与“产能售罄”的信号

根据各大 OEM（原始设备制造商）财报数据，全球顶级燃气轮机制造商的积压订单（Backlog）已达到历史峰值。这种积压并非源于单一区域的需求，而是北美数据中心爆发、中东工业化进程以及欧洲能源安全战略的叠加结果。各大厂商的财务表现不仅反映了行业的复苏，更揭示了供应链的极限压力。

- **GE Vernova（GEV）的“产能锁定”现象与超级周期：**

作为行业领军者，GE Vernova 在 2024 年完成分拆上市后，其燃气发电业务（Gas Power）表现出了惊人的强劲势头。根据其 2024 年第四季度及全年财报，公司全年的燃气发电及服务订单总额达到 218 亿美元，有机增长率高达 28%。2025 年公司全年订单总额达 593 亿美元，同比增长 34%，其中燃气发电及服务订单保持高速增长；2025 年底燃气轮机积压订单已突破 83GW 目标，达到 100GW，2028 年及之前可调配产能基本售罄，交付排期稳固延伸至 2029-2030 年。2025 年燃气轮机订单量达 30GW，较 2024 年的 20GW 大幅提升。2026 年初公司上调中长期财务展望，预计 2028 年底订单积压将达约 2000 亿美元，燃气发电服务业务将成为长期盈利增长点。

- **西门子能源（Siemens Energy）的结构性复苏与数据中心红利：**

西门子能源在经历风电业务的阵痛后，其燃气服务板块（Gas Services）成为利润的压舱石。2026 财年第一季度（2025 年 10-12 月），公司净利润达 7.46 亿欧元，同比激增 196%，订单总额突破 176 亿欧元，整体积压订单创下 1460 亿欧元历史新高；燃气服务板块订单额达 87.51 亿欧元，同比增长超 81%，单季度斩获燃气轮机订单 102 台，创季度历史新高。截至 2025 年底，燃气轮机专属积压订单达 600 亿欧元，2025 财年燃机总销量 194 台，为 2024 财年的两倍。公司明确燃机交付周期已排至 2029-2030 年，2028 年产能几乎售罄，定价主动权持续巩固，燃气服务业务利润率指引持续上调，预计 2030 财年 EBITA 率将达 24%。

- **三菱重工（MHI）的产能倍增计划与亚洲统治力：**

作为全球重型燃机（特别是 J 级/JAC 级）的市场份额领导者，三菱重工激进扩产应对需求爆发。三菱重工明确指出，AI 数据中心的建设速度“远超预期”，迫使其供应链必须进行极限压力测试。2025 财年前三季度（4-12 月），公司燃气-蒸汽联合循环（GTCC）订单额达 19643 亿日元，同比增长 67.41%，签订大型燃气轮机 31 台，较上年同期增加 15 台，在手大型燃机订单达 75 台，较 2024 年同期的 40 台近乎翻倍；订单主要来自北美（数据中心驱动）与亚洲市场，两大区域贡献超 80% 订单量，2025 年全年能源部门订单预期上调至 3.6 万亿日元，业绩增速领跑三巨头。面对订单激增，公司将原计划 30% 的产能提升目标，上调为未来两年内燃气轮机产能翻倍，原计划 2026 年三季度达成的 20GW 年产能目标，已提前至 2026 年上半年实现，同时计划 2028 年将年产能进一步提升至 24GW。

1.1.2 “电力速度（Speed-to-Power）”：AI 重塑的价值评估体系

华尔街投行在多份深度报告中，一致提出了一个新的估值逻辑：在 AI 竞赛中，算力的瓶颈已不再是芯片（GPU），而是电力。这种认知的转变直接导致了燃气轮机资产价值的重估。

- **数据中心的能耗跃迁与缺口预警：** 高盛的研究预测，全球数据中心电

力需求将从 2023 年的水平增长 165%，到 2030 年达到惊人的规模。这一增长不仅来自数据中心数量的增加，更来自单机柜功率密度的提升。摩根士丹利则发出了更为严峻的警告，指出美国数据中心开发商在 2027-2028 年将面临严重的电力短缺，缺口可能高达 20%。这意味着如果不采取非常规手段，大约 44GW 的电力需求将无法得到满足，相当于 3300 万户家庭的用电量。

- **燃气轮机的“救火”角色与表后发电：** 在这一背景下，燃气轮机——特别是航改型（Aeroderivative）和快速启动的重型燃机——成为了唯一能够匹配数据中心建设速度（18-24 个月）的基荷电源。相比于核电（建设周期 7-10 年）和受限于电网接入及间歇性问题的风光储，燃气轮机提供了“表后发电（Behind-the-Meter）”的可能性。许多超大规模数据中心（Hyperscalers）开始寻求建立自带电厂的“孤岛模式”或微网模式，以绕过拥堵的公共电网互连队列。例如，Bloom Energy 的燃料电池和 GE 的航改燃机被大量部署在数据中心现场，作为主用或备用电源。
- **估值逻辑的改变：** 过去，燃气轮机的价值评估主要基于“热效率”和“度电成本（LCOE）”；而在 AI 时代，其价值被重构为“交付速度”和“可靠性（99.999%）”。在 AI 训练模型动辄耗资数亿美元的背景下，电力中断的成本是无法承受的。因此，数据中心运营商愿意为能够快速上线、稳定运行的燃机设备支付高额溢价。这解释了为何尽管天然气价格波动，燃机订单却依然在 2025 年出现了反直觉的激增。

1.2. 双重博弈下的物理基石：从“惯量危机”到战略资产

1.2.1 中国机会：新型电力系统的“惯量空心化”物理危机

中国构建新型电力系统的核心物理挑战，在于风电、光伏等波动性电源大规模替代传统煤电后，电网正面临“惯量空心化”的风险。电力系统的稳定运行依赖于其转动惯量——即系统中所有同步旋转机组（传统上主要是煤电机组）巨大旋转质量所储存的动能，它能自发抵抗频率突变，为自动控制提供关键缓冲时间。随着“双碳”目标下煤电角色的缩减，这一物理基石正

在被削弱。而电化学储能、光伏逆变器等技术本质上无法提供这种同步惯量。因此，寻找并部署新的同步惯量提供者，已成为中国能源转型必须解决的、关乎电网物理安全的根本性问题。

在此背景下，燃气轮机（尤其是重型联合循环机组）的物理优势被重新发现并提升至战略高度：它与电网同步旋转，能直接提供稳定系统频率所需的优质惯量；其快速启停与宽幅调峰能力，可精准匹配新能源的波动；相较于储能，它在应对长达数天甚至数周的“极寒无风”等极端天气时，具备无法替代的持续供电能力与经济性。因此，燃气轮机已从过去的调峰备用选项，转变为未来高比例可再生能源电网中不可或缺的“稳定锚”与“压舱石”。

燃气轮机在新型电力系统中的价值，已从“发电主体”转变为“灵活性保障与系统保险”。其经济可行性不再单纯取决于发电小时数，而在于电力市场机制能否准确识别并支付其提供的系统安全保障价值。容量电价机制，标志着对燃气轮机价值的认知飞跃。该机制为燃机电厂提供的可用容量

（MW）支付固定费用，是对其“备而不用”的备用价值的货币化肯定。同时，广东、浙江等省探索的“气电价格联动”机制，则将燃料成本波动风险部分疏导，稳定了经营预期。这些改革是燃气发电项目获得基础经济性的政策基石。

1.2.2 全球共识：多重需求下的战略资产价值重估

中国的“惯量危机”是一个突出样本，而燃气轮机的战略价值正在全球范围内被重新评估，其驱动力呈现多元分化：

- **发达经济体的“安全回摆”与“电力饥渴”**：以美国为例，其《通胀削减法案》等政策旨在推动制造业回流。更紧迫的是，人工智能与数据中心产业的爆发式增长，正引发对高密度、高可靠性、高质量电力的巨量需求。由于电网扩容与新型核电建设周期漫长，启动迅速、部署灵活且能提供稳定基荷的燃气轮机，成为填补短期至中期电力缺口、保障关键数字基础设施运行的现实首选。
- **“全球南方”的“增长饥渴”与能源自主**：众多新兴市场与发展中国家（如东南亚、中亚、中东国家）的核心诉求是快速获得可负担、可

部署的发电能力，以支撑经济增长与工业化。在这些地区，燃气轮机是替代低效燃油/煤电、为新建园区与城市提供即时、自主电力保障的关键基础设施。其燃料多样性（管道气、LNG、未来氢/氨）也为降低单一能源进口依赖、增强战略弹性提供了选项。

尽管应用场景各异——中国应对“系统灵活性短缺”，美国满足“算力电力饥渴”，“全球南方国家”解决“基础增长饥渴”——但全球主要经济体都不约而同地提升了燃气轮机的战略估值。其根本原因在于，燃气轮机因其三重核心能力，成为各国在不确定性时代保障能源主权的“公约数”式战略资产：

1. **系统稳定基石**：提供同步惯量与快速调频，是保障任何形式电网（高度数字化或快速扩张中）物理稳定性的不可替代技术。
2. **部署敏捷工具**：相对较短的建设周期与模块化特点，能快速响应突增的电力需求或紧急备用需求，具有显著的时间价值。
3. **燃料过渡载体**：兼容从天然气到氢/氨的燃料路径，使当前的重资产投资能够平滑对接未来零碳能源体系，避免资产搁浅，具备长期投资价值。

因此，燃气轮机的全球角色，正从一种单纯的“过渡性发电技术”，演变为各国应对各自能源安全核心关切的“战略性保障资产”。对中国而言，发展自主燃机产业，已超越解决国内调峰问题的技术课题，更是参与全球高端制造竞争、捍卫能源主权、并对外输出综合能源解决方案的国家战略必需。

1.3 从“过渡桥梁”到“核心基础设施”：资产价值的根本性跃迁

长期以来，天然气被视为通往零碳未来的“过渡燃料”（Bridge Fuel）。然而，产业界的最新实践正在修正这一线性认知。随着掺氢燃烧乃至纯氢燃烧技术的突破，燃气轮机基础设施不再面临必然被淘汰的命运，而是有望进化为“终极目的地”技术设施。

现有的天然气管网、储气设施和燃机电厂，可通过技术改造，平滑演进

为未来“氢能经济”的核心输配与再电气化节点。这一“氢能就绪”特性，彻底颠覆了其生命周期评估。它不再是面临中期淘汰风险的过渡资产，而是连接当下化石能源体系与未来零碳氢能体系的关键物理接口和战略沉淀资本。这一特性为当前的投资决策提供了关键的“未来期权”价值。其角色正从单一的发电设备，向“绿电-绿氢-储能-再发电”一体化智慧能源系统的枢纽进化。随着电转气技术的成熟，燃气轮机将与大规模风光制氢基地深度耦合，在电力富余时消纳绿电制氢，在电力短缺时燃烧绿氢发电，从而实质性地承担起跨季节、大规模的长时储能功能，解决可再生能源消纳的“最后一公里”问题。

这一演进路径，精准回应了全球对既有基础设施投资保值与能源系统平稳转型的双重关切。中国的产业实践，不仅服务于自身能源安全与双碳目标，也为全球，特别是“全球南方”，提供了一个兼具现实可行性、经济性与战略前瞻性的能源解决方案样本。

第二节 中国市场格局与经济性分析：在约束中扩张

2.1 市场规模与增长轨迹

在全球市场爆发的大背景下，中国燃气轮机市场呈现出独特的增长逻辑。与全球市场的全面增长不同，中国市场的扩张主要源于结构性的灵活性短缺，而非全社会电力总量短缺。

2.1.1 市场规模与增长动力

2024 年全球燃气轮机市场规模约 300 亿美元（纯设备口径）；若包含后市场服务，整体市场规模突破 680 亿美元，其中服务市场作为核心利润池，规模达 450 亿美元左右。2025 年全球燃机新签订单迎来爆发式增长，全年新增订单达 100GW，同比激增 75%，创十年新高；设备端市场规模稳步提升至 340 亿美元，同比增长 13.3%。中长期增长预期：预计 2031 年全球市场规模（设备口径）将上调至 550 亿美元，综合年增长率维持 7.2%；2026-2035 年全球年新增装机将稳定在 100GW 以上，较 2022 年增长超 64%，行业高景气周期持续拉长。

中国作为全球燃气轮机核心增量市场，2024 年市场规模估值区间维持

15.6 亿美元-44.3 亿美元（设备口径，统计差异源于 EPC 工程服务是否纳入）；按人民币口径，2024 年中国燃机全口径市场（设备+服务）达 750 亿元，同比增长 13%。2025 年中国燃机全口径市场规模攀升至 850 亿元，设备端市场规模突破 50 亿美元，增速领跑全球。乐观情景下，2035 年中国燃机全口径市场规模有望上探 1100 亿元（折合 155 亿美元左右），较此前预测大幅上调，核心驱动力来自能源转型提速、数据中心配套建设加速。

中国天然气发电装机稳步推进既定目标，行业增长格局清晰，区域集聚特征愈发显著。截至 2025 年底，中国已顺利实现 1.5 亿千瓦（150GW）天然气发电装机目标，超额完成“十四五”规划任务，较 2020 年增长超过 50%。行业共识进一步明确，2030 年天然气发电装机将稳妥达成 2 亿千瓦

（200GW）目标，部分机构预测有望突破 2.1 亿千瓦，在新型电力系统中调峰电源占比将超 30%。装机扩张仍高度集中于广东、江苏、浙江、山东等沿海经济发达省份，上述省份合计装机占全国比重超 70%。

2.1.2 细分市场结构的深化演进

中国燃气轮机市场的细分结构正在进一步深化：

1. **公用事业级发电（重型燃机）**：这一板块继续占据市场主导地位，但技术竞争已从 F 级向更先进的 H 级、J 级升级。例如，上海电气与安萨尔多合作研发的 GT36-S5 H 级机组，单机功率达到 538 兆瓦；东方电气与三菱合作制造的 M701J 级燃气轮机，联合循环效率达到 64%。300MW 以上的高端燃机市场，国产设备的渗透率仍不足 10%，这既是挑战，也是巨大的增长空间。
2. **工业与分布式能源**：这一领域的增长动力正从传统的石油化工向更多元场景拓展：
 - **AI 数据中心**成为新增长极，其“潮汐式”用电特点与燃气轮机的快速响应特性高度契合
 - **海上油气平台**与船舶动力需求上升，如国产 CGT30 型燃机完成海上测试后进入批量生产

- 工业园区综合能源服务模式日益成熟，冷热电三联供系统能效可达80%以上

2.2 中国产业的竞合新局：从技术引进到自主出海

2.2.1 合资合作的深度演进

中国燃气轮机产业的技术积累始于与全球巨头的合作，现已形成三大稳固的合资阵营：

- GE Vernova & 哈尔滨电气：2019年成立合资公司，致力于重型燃机本土化制造。采用本土制造9HA.01燃机的安吉电厂投产。
- 西门子能源 & 上海电气：这对历史悠久的合作伙伴通过深度合作，填补了中国在高温叶片和低排放燃烧器方面的多项空白。
- 三菱动力 & 东方电气：超过20年的合作中，东方电气不仅组装三菱燃机，更成为其全球供应链的核心供应商，国产化率已达65%。

特别值得注意的是上海电气对安萨尔多（Ansaldo）的战略投资。2014年，上海电气抓住机会拿下安萨尔多40%股权，通过这一“换道超车”，中国首次真正掌握了一整套重型燃气轮机技术体系。

2.2.2 自主创新的全面突破

在合资合作之外，中国自主燃机研发取得了系列里程碑式突破：

- **重型燃机自主化**：中国航发“太行110”（AGT-110）实现商业交付运行；2024年2月，300兆瓦F级重型燃气轮机首台样机在上海临港总装下线，这是我国自主研发的最大功率、最高技术等级重型燃机。
- **中型燃机系列化**：东方电气实现从50兆瓦到15兆瓦F级燃机的自主研发，2024年11月G15燃机点火成功，三大核心部件完全国产化。
- **前沿技术布局**：明阳智能推出“木星一号”30兆瓦级纯氢燃气轮

机，在零碳燃烧技术这一未来赛道上展现了中国企业的前瞻性。

2.2.3 从进口依赖到整机出口的跨越

尽管中国燃气轮机产业取得长足进步，但高端市场仍存在显著差距。仅 2025 年 1-11 月，中国“涡轮喷气发动机”进口量就达到 674 台（根据中国海关总署进出口数据统计），若加上地面发电和机械驱动燃机，进口依赖程度更高。

然而，转折正在发生。2025 年，东方电气实现自研 F 级重型燃机整机 G50 出口“零的突破”，成功出口到哈萨克斯坦，东南亚和中东也有项目正在签约。这标志着中国燃机产业开始从“技术引进”向“自主出海”跨越。

2.3 政策经济学：从“电量”到“容量”的定价革命

燃气轮机在中国电力系统中的生存逻辑，正在经历一场由政策驱动的根本性变革。过去，燃机电厂主要依赖发电量（kWh）获利，但在高气价和新能源挤压下，这种模式难以为继。2024-2025 年，随着国家级容量电价政策的落地以及各省细则的出台，燃气轮机的商业模式正式转向“容量+电量”的双部制结构。这一变革承认了燃气轮机作为系统“稳定器”的价值，而不仅仅是电能生产者。

2.3.1 容量电价（Capacity Payment）：为“安全感”付费

国家发改委在 2023 年底发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》确立了通过容量电价回收部分固定成本的原则。进入 2024 年，各省根据自身电源结构和财政能力，落地了差异化的气电容量电价政策。

广东模式：明确的固定补偿与同权化。广东省在 2024 年率先明确了气电容量电价机制。根据广东省发改委的文件，气电容量电价标准被设定为 100 元/千瓦/年（含税），这一标准与煤电持平。对于一台典型的 400MW 级燃机机组而言，这意味着每年可获得约 4000 万元的固定收入，无论其是否发电。这笔收入足以覆盖大部分固定运维成本（O&M）和部分财务费用，极大地降低了燃机电厂的经营风险。广东模式的核心逻辑是“同工同酬”，即

认可燃机在顶峰能力上与煤电具有同等价值，从而鼓励企业投资灵活性电源。

浙江模式：差异化的补偿梯队与输配电价融合。浙江省则采取了更为精细化的补偿策略。2024 年的政策显示，浙江将燃气机组的容量电费纳入输配电价回收，并建立了更为严格的考核机制。对于纳入省级规划的独立新型储能项目，浙江给予了更高的补偿标准（2024 年为 200 元/千瓦/年，随后逐年递减）。虽然储能的补偿标准更高，但燃机凭借其长时运行能力（Long-Duration）在极端天气（如台风、极寒）下的不可替代性，依然获得了稳定的政策支持。浙江模式的特点在于强调“谁受益、谁付费”，将容量成本传导至工商业用户。

江苏模式：市场化的博弈与两部制电价。江苏省作为电力负荷大省，其 2024 年的电力交易方案明确了公用煤电和气电的容量电价按照 100 元/千瓦执行，并将其折算为度电成本（约 2.2 分/千瓦时）分摊给工商业用户。江苏的特点在于其庞大的工商业用户群体，使得这笔费用的传导相对顺畅。同时，江苏实行的工业两部制电价（基本电价+电度电价）为容量费用的传导提供了成熟的计费基础。此外，江苏还积极探索需求响应（Demand Response）的容量支付，鼓励用户侧参与调节，进一步丰富了灵活性资源的变现渠道。

2.3.2 气电价格联动（Gas-Electricity Linkage）：疏导成本的“减压阀”

为了解决天然气价格波动导致的发电亏损问题，沿海省份在 2024-2025 年普遍强化了气电价格联动机制。这一机制旨在打破“气价高涨、电价封顶”的死结，使燃机电厂的燃料成本能够及时传导。

广东的动态调整：2024 年，深圳市和广州市均发布了天然气销售价格与采购成本的联动通知。例如，深圳市确立了 2.4061 元/立方米的基期采购成本，并允许销售价格基准价基础上上浮 20%。这意味着，当国际 LNG 价格上涨时，燃机电厂的上网电价可以相应上调，从而维持合理的加工费（Spark Spread）。广东的机制更偏向于“顺价”，即通过终端销售价格的浮动来消化上游气价的波动。

浙江的公式化联动：浙江省在 2024 年进一步完善了天然气上下游价格联动机制，明确了基于 JCC（日本原油鸡尾酒价格）和国内管道气价格权重的联动公式。研究表明，浙江的联动机制在降低气电企业对低价气源依赖度方面效果显著。通过公式化的自动调整，浙江使得即便在气价高企时，燃机电厂仍能保持微利或盈亏平衡，避免了过去“发一度亏一度”的窘境。

第三节 技术前沿：重型化与低碳化的双重竞速

中国燃气轮机产业的技术叙事正沿着两条平行的赛道加速：一条是追赶世界先进水平的重型燃机国产化赛道，另一条是探索未来能源形态的零碳燃烧赛道。

3.1 重型燃机的自主化突破与谱系完善

以“太行 110”（AGT-110）为代表的完全自主重型燃气轮机的商业化运行，标志着中国打通了高端重型燃机从设计、制造到商业应用的全流程。然而，其战略意义不只在于单点突破，更在于它带动了自主重型燃机技术谱系的快速完善。

关键技术进展与战略完善：

功率谱系向上突破：2024 年 2 月，我国自主研发的 300 兆瓦 F 级重型燃气轮机首台样机在上海临港总装下线。这台自主研发的最大功率、最高技术等级的重型燃机，是国家重型燃气轮机重大专项的核心成果，其目标直指 300MW 以上高端主流市场。

产品序列向下延伸：东方电气在 2024 年 11 月成功点火自主研发 F 级 15MW 重型燃气轮机 G15，实现了三大核心部件完全国产化。这标志着自主燃机产品线正从中型向重型完整覆盖。

国产化率持续提升：通过东方电气与三菱合作制造的 M701J 级燃气轮机等项目，国产化率已达到 65%，并在实践中持续攀升。

这些进展表明，中国重型燃机的自主化已从“点的突破”进入“线的

完善”和“面的提升”阶段，为参与全球市场竞争奠定了产品基础。

3.2 应用场景的多元化拓展与技术适配

燃机技术不仅追求单机功率和效率，其场景适应性与定制化能力同样关键。中国产业正从单一的发电领域，向更广阔的海上、工业驱动等场景拓展，并催生了针对性的技术突破。

关键多元化方向：

海上平台与船舶动力：2025年7月，我国自主研发的CGT30型燃气轮机在完成累计超过5000小时的严苛海上测试后，正式批量生产并进入装舰阶段。这解决了远离大陆电网的海上钻井平台、特种船舶对高功率密度、高可靠性动力的迫切需求，是国产燃机在特殊应用领域的重大胜利。

工业驱动与分布式能源：随着工业园区综合能源服务模式的成熟，对30-60兆瓦级中型燃机的需求持续释放。这些机组不仅用于发电，更直接驱动大型机械（如压缩机、泵），其技术核心在于变工况下的高效稳定运行以及与工艺流程的深度耦合。

多元化拓展意味着，中国燃机产业正从“提供标准化发电设备”向“提供定制化动力解决方案”升级，技术竞争力得到全方位锤炼。

3.3 零碳燃机的工程化验证与前瞻布局

如果说重型化是“补课”，多元化是“拓展”，那么在零碳技术探索方面，明阳智能的“木星一号”30兆瓦级纯氢燃气轮机是一项具有前瞻性的示范工程。它验证了纯氢燃烧在工程上的可行性，为远期大规模消纳可再生能源制取的绿氢提供了一种潜在的技术路径。然而，其商业化推广并非解决近期可再生能源消纳的“最后一公里”问题，而是面向2030年及以后的氢能经济生态系统。

纯氢燃烧的技术挑战：

在燃气轮机中燃烧100%的氢气并非易事，面临三大物理挑战：

火焰传播速度极快： 氢气的燃烧速度是天然气的数倍，极易导致“回火”（Flashback），即火焰逆流烧毁燃烧器喷嘴。

热声振荡（Thermoacoustic Instability）： 氢气燃烧释放的能量密度极高且波动剧烈，容易引发燃烧室内的压力震荡（“嗡鸣”），严重时可能震碎燃烧室衬套。

氮氧化物（NO_x）排放： 氢气火焰温度极高，容易生成大量热力型 NO_x，与环保目标背道而驰。

明阳智能的“木星一号”的技术突破与工程实践：

攻克核心燃烧难题： “木星一号”通过 3D 打印一体化燃烧室喷嘴等创新，实际验证了解决氢气燃烧回火、振荡与 NO_x 控制等世界级难题的可行性。这为未来大规模“绿氢-发电”提供了关键的技术原型和工程信心。

揭示系统集成挑战： 该机组每小时消耗约 2.7 吨氢气，其巨大吞吐量将产业链挑战从燃烧室延伸至上游的绿色制氢、大规模储运和氢电协同调度。这要求产业必须从“设备研发”转向“系统生态构建”。

明确商业化路径： 纯氢燃机近期尚难成为解决可再生能源消纳的“最后一公里”方案，其意义在于为 2030 年及以后的氢能经济储备技术和验证路径。当前更现实的路径是掺氢燃烧，即通过在天然气中逐步提高氢气比例，平滑过渡至零碳未来。

第四节 产业链安全：从“整机制造”到“生态自主”的攻坚战

中国燃气轮机产业在整机制造上取得的突破有目共睹，但产业安全不仅取决于能否“造出来”，更取决于能否以有竞争力的成本“稳定造好”，并建立自主可持续的产业生态。当前，产业链的深层瓶颈已从“有无”问题，转向“质量、成本与数据”的竞争。

4.1 热端部件的“制造良率”与“成本控制”瓶颈

高温透平叶片等热端部件的制造，是材料科学和精密制造的集大成者。中国虽已实现从“0 到 1”的突破，但迈向“1 到 100”的规模化、低成本制

造，仍面临“良率之殇”的严峻挑战。

国产化现状与核心瓶颈：

工艺数据库与经验鸿沟：西方 OEM 巨头（如 GE、西门子）拥有数十年积累的海量工艺参数和缺陷数据库，能精确控制单晶叶片的定向凝固过程。相比之下，中国企业的工艺数据积累薄弱，在生产大尺寸、复杂空心冷却结构的叶片时，废品率（Scrap Rate）显著较高。这不仅推高单片成本，更制约产能的快速爬升和交付稳定性。

成本竞争力的关键：在市场化竞争中，热端部件的成本直接决定整机成本。若良率无法提升，国产燃机将在全生命周期成本上始终处于劣势。因此，提升良率是国产燃机能否实现市场驱动、可持续发展的生死线。

战略安全与市场逻辑的平衡：从国家能源安全战略出发，实现自主可控的价值可部分抵消成本劣势。但这只能为技术迭代赢得有限时间。长期来看，必须在保障供应链安全与赢得市场竞争之间找到平衡点，而答案就在于攻克量产工艺。

4.2 控制系统的“数据生态”与“智能升级”挑战

燃气轮机的“大脑”——控制系统，其自主化难度不亚于硬件。现代控制算法深度依赖海量运行数据进行优化和机器学习训练，这构成了新的、更隐形的“数据护城河”。

深层挑战与突破方向：

从“代码自主”到“算法智能”：开发不依赖西方知识产权的控制软件是第一步，但构建能够实现预测性维护、效率寻优、寿命管理的智能控制系统，需要基于数十万运行小时的数据进行训练和迭代。这正是国际巨头通过全球数十万台机组运行建立起的核心壁垒。

构建自主数据闭环：突破此瓶颈的关键，在于加速自主机型的规模化商业应用。只有让更多国产燃机在多样化的真实场景中长时间稳定运行，才能积累独有的运行数据，反哺控制系统算法的进化，形成“应用-数据

-算法优化-更好应用”的正向循环。

“后市场”服务的数字化根基：先进的数字孪生、远程诊断等增值服务，均以控制系统数据为核心。掌控数据生态，才能在未来利润丰厚的“后市场”服务中占据主动，摆脱对原厂服务的依赖。

4.3 产业生态的“应用牵引”与“服务短板”

整机的成功交付仅是起点，建立贯穿全生命周期的自主产业生态，才是实现最终自主可控的闭环。

规模化应用是试金石：国产燃机，特别是自主机型，迫切需要规模化、长时间的运行业绩来证明其可靠性、经济性和可维护性。这是获得国内业主充分信任、进而叩开国际市场的“信用货币”。

自主“后市场”服务生态缺失：包括大修、备件供应、远程支持在内的全套服务能力，是燃气轮机商业价值的核心部分。目前，国内尚未形成强大、独立的第三方服务网络，这使业主在选用国产燃机时仍有后顾之忧。构建自主服务生态，是产业必须补上的关键一课。

第五节 战略建议：迈向自主和全球竞争的产业升维

为了最大限度地发挥燃气轮机产业在实现“双碳”目标与保障能源安全的双重战略价值，并培育形成极具竞争力的产业，特提出以下针对性建议：

5.1 战略层面：运用政策工具，培育下一个快速成长的自主产业

- **建议：**运用财政补贴等工具支持自主知识产权燃气轮机通过迅速形成规模和技术（良率）飞轮，培养壮大产业。
- **逻辑：**抓住全球燃气轮机在AI超级周期下供不应求的时间窗口，通过研发补贴，在技术上跨越“热端部件制造”的良率与成本鸿沟；通过市场准入（鼓励）和产业政策（财政补贴）迅速通过规模扩大市场反馈，迭代技术的工艺，形成飞轮。并最终完成“天然气燃烧”到“氢能枢纽”的产业链价值跃迁。

5.2 政策层面：制度化“灵活性”市场，明确燃气轮机的系统价值

- **建议：** 加速在全国范围内推广容量市场和辅助服务市场，将广东、浙江的试点经验标准化、制度化，并探索建立适应燃气轮机“快速响应、长时备用”特点的差异化定价机制。
- **逻辑：** 从根本上改变对燃气电厂的考核与回报逻辑。其核心价值在于提供系统稳定所需的“容量”与“灵活性”，而非单纯的发电量。如果没有明确的经济信号和收益机制作为托底，社会资本将不敢投资燃气调峰电站，电网在新能源高占比下面临的惯量缺失与长时调峰风险将无法对冲。应将燃气轮机视为新型电力系统不可或缺的“系统保险”。

5.3 研发层面：聚焦热端，实施“铸造攻关”

- **建议：** 整合分散的科研资金与力量，集中攻关高温超级合金材料和先进精密铸造工艺，核心目标是跨越“良率死亡谷”，实现高性能热端部件的低成本、高可靠量产。
- **逻辑：** 这是产业链上最大的“阿喀琉斯之踵”和成本瓶颈。目前国内研发力量相对分散，难以撼动国际巨头数十年积累的工艺数据壁垒。应借鉴重大科技工程的组织模式，集中力量攻克以单晶叶片为代表的精密制造工艺，这是国产燃机能否从“能用”走向“好用且有竞争力”的关键。

5.4 部署层面：打造“零碳融合”先导示范区，抢占未来标准高地

- **建议：** 在内蒙古、新疆等风光资源富集区，布局国家级“风光制氢-储运-氢燃机发电”一体化先导示范区。初期推动高比例掺氢燃烧商业化，逐步向纯氢发电迈进。
- **逻辑：** 此举一石三鸟：一是为西部新能源提供“制氢储能再发电”的全新本地化解决方案，缓解外送压力；二是为氢能燃机技术提供大规模、全链条的“真实场景试验场”，加速技术成熟；三是在全球氢能燃机标准尚未定型之际，通过中国的大规模实践，形成技术规范与系统标准，抢占未来产业规则话语权。

5.5 国际合作层面：统筹“双轨”生态，把握全球时间窗口

- **建议：** 对“合资合作”与“自主创新”实施“分类指导，动态优化”的战略。在利用合资企业保障当前电力系统稳定需求的同时，全力支持自主品牌利用全球供应链紧张的“时间窗口”，以更具性价比和快速交付的优势，主攻“全球南方”市场及国内特定场景。
- **逻辑：** 在全球燃机产能排期至 2028 年以后的背景下，供应链安全与市场准入本身已成为战略资源。完全的脱钩既不现实也无必要。务实策略在于：以合资保障当下能源安全基线，以自主开拓未来增长空间与战略主动权，最终实现从“市场换技术”到“技术拓市场”的升维。