Advances in Energy and Power Engineering 电力与能源进展, 2026, 14(5), 288-301
Published Online October 2026 in Hans. https://www.hanspub.org/journal/aepe
https://doi.org/10.12677/aepe.2026.145029

Hans汉斯

新型储能快速增长背景下我国天然气发电经济性及发展策略研究

赵　赫，隋朝霞

中海石油气电集团技术研发中心，北京

收稿日期：2026年8月27日；录用日期：2026年9月20日；发布日期：2026年10月30日

摘　要

“十四五”以来，随着新能源装机规模的爆发式增长，电力系统对灵活性调节资源的需求持续攀升。天然气发电与新型储能作为两类优质灵活性电源，其发展态势、技术经济特性及协同关系成为构建新型电力系统的关键议题。本文系统梳理了新型电力系统建设背景下灵活性电源的发展现状，重点分析了新型储能与天然气发电的技术进展、经济性及盈利模式，并深入探讨了二者的竞合关系。研究表明，储能在响应速度、部署周期和短时调节成本上具有显著优势，而气电在大容量、长周期能量平衡等方面不可替代，二者在时间尺度与系统功能上形成“短时高频用储能、长时低频用气电”的互补分工。基于此，本文从区域布局、场景配置、协同运行等维度提出发展策略建议。

关键词

新型储能，天然气发电，新型电力系统，电力调峰，容量电价

Research on the Economic Efficiency and Development Strategies of Natural Gas Power Generation in China under the Background of Rapid Growth of New Energy Storage

He Zhao, Zhaoxia Sui

Research & Development Center, CNOOC Gas & Power Group, Beijing

Received: August 27, 2026; accepted: September 20, 2026; published: October 30, 2026

文章引用: 赵赫, 隋朝霞. 新型储能快速增长背景下我国天然气发电经济性及发展策略研究[J]. 电力与能源进展, 2026, 14(5): 288-301. DOI: 10.12677/aepe.2026.145029

Abstract

Since the “14th Five-Year Plan”, the explosive growth of new energy capacity has driven surging demand for flexible regulation resources in the power system. As two premium flexible power sources, their development trends, natural gas power generation and new energy storage—their technical and economic characteristics, and collaborative relationships—have become key topics in building a new power system. This paper reviews the development status of flexible power sources under the background of new power system construction, analyzes the technological progress, economics, and profit models of both new energy storage and gas power generation, and explores their competitive-cooperative relationship. Findings show that storage excels in response speed, deployment cycle, and short-duration regulation cost, while gas power is irreplaceable for large-capacity, long-duration energy balancing. The two form a complementary division: “storage for short-duration, high-frequency regulation; gas power for long-duration, low-frequency balancing”. Based on this, this paper proposes development strategy suggestions from aspects such as regional layout, scenario configuration, and coordinated operation.

Keywords

New Energy Storage, Natural Gas Power Generation, New Power System, Power Peak Shaving, Capacity Price

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).
http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
Open Access

1. 引言

构建以新能源为主体的新型电力系统是我国能源转型的核心战略，据统计，我国新能源装机 2020 年底为 5.3 亿千瓦，2025 年底达 18.4 亿千瓦，装机增长超 13 亿[1]，新能源装机总量超过火电装机。随着新能源装机快速增长，其间歇性、波动性特征使电力系统对灵活性电源的需求持续快速上升。张健、袁家海(2022) [1]指出，国内负荷呈现“尖峰化、季节性”特征，叠加风光发电间歇性、极端天气频发等因素，进一步放大系统灵活调节缺口。

天然气发电(简称“气电”)和新型储能凭借清洁低碳、布局灵活、响应快速等共性优势，成为适配新型电力系统调节需求的重要灵活性资源。“十四五”期间，新型储能爆发式增长，重构灵活性电源竞争格局。新型储能与天然气发电在电力市场中既存在功能替代的竞争关系，又在时间尺度与系统功能上形成深度互补。

在气电的发展方向与功能定位方面，北京大学能源研究院(2024) [2]与傅观君等(2024) [3]认为，燃气发电将逐步脱离传统基荷电源角色，转型为新型电力系统的灵活性调节枢纽，产业重点布局于长三角、珠三角及气源充沛的中西部地区。徐鹏飞(2026) [4]进一步提出，燃气电厂将向“气–光–储”一体化能源中枢演进，承担多能融合、算电协同的重要功能。李政等(2024) [5]指出，气电普遍受“高气价、低电价”矛盾制约，调节能力难以充分释放。朱寰等(2021) [6]对比气电与电池储能的调峰应用场景，认为二者均具备响应速度快、可调范围大的优势，但气电燃料成本占比高，储能则面临初始投资高昂的问题。刘丽军等(2024) [7]聚焦储能资源布局，提出当前长短时储能配置失衡，难以匹配新能源大规模并网的灵

[1]《新增装机超过 1.3 亿千瓦！“沙戈荒”成为我国“十四五”新能源建设新阵地》https://www.cnfin.com/gs-lb/detail/20250826/4291936_1.html；国家能源局《2025 年我国风电太阳能发电新增装机超 4.3 亿千瓦再创历史新高》https://www.nea.gov.cn/20260212/d9f714e91a7f40d39282d87e384ea94a/c.html

活性需求。冯艺萱等(2025) [8]提出，国内辅助服务市场主体仍以传统火电、水电为主，分布式储能、虚拟电厂等新型灵活资源参与壁垒较高，需求侧响应潜力也未得到充分挖掘，整体资源利用效率偏低。

电价与成本回收机制是学界研究核心。刘小平(2022) [9]与王文飞、刘志坦(2020) [10]指出，合理设计电价参数对气电投资决策与盈利能力至关重要，优化两部制电价有助于促进气电作为灵活性资源的发展。郇嘉嘉等(2024) [11]、蒋龙等(2024) [12]以广东、四川为样本，验证了两部制电价 + 气电联动模式的有效性，提出容量电价回收固定成本、电量电价联动燃料价格是化解气电盈利难题的关键。邓家玮(2024) [13]、洪子鑫等(2024) [14]结合广东电力现货市场，分析了气电中长期、现货交易策略，认为气电价格联动机制需结合气源结构动态优化。2026 年《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知》[2]发布，针对发电侧调峰电源的容量电价机制政策持续完善，气电与储能在电力市场均可获得“容量电价 + 电量电价 + 辅助服务”三重收益，但其收益结构与盈利模式存在显著差别。

如何科学认识气电与储能的竞合关系、实现二者的协同发展，是当前能源领域亟待解决的重要问题。本文从灵活性电源发展现状出发，系统分析储能与气电的技术进展、经济性及盈利模式，合理预测储能快速增长背景下气电的发展空间，并提出气电与储能的协同发展策略。

2. 新型电力系统建设与灵活性电源发展现状

2.1. 新能源装机快速增长

2021 年我国提出构建以新能源为主体的新型电力系统[15]，“十四五”期间，我国新能源装机规模呈现爆发式增长，电力装机结构对比见图 1。截至 2025 年底，风光装机占总装机容量比例达到 47.3%，发电量合计占比约 22%[3]，已成为电力系统的重要组成和主要增量来源，2020~2025 年我国新能源装机及发电量增长情况见图 2。新能源的快速发展得益于技术进步、成本下降及产业政策的有力支撑，未来随着新型电力系统的进一步建设，新能源将从当前的增量发电量的主体逐步发展为发电量结构的主体。但风电、光伏固有的间歇性、波动性和随机性，使电力系统实时平衡、安全稳定运行及消纳问题日益突出，对气电、抽水蓄能、灵活性煤电及新型储能等调节性支撑电源的需求持续攀升。因此，统筹电力系统的各类调节性电源，做好同步的规划部署对新型电力系统安全稳定和长期目标至关重要。

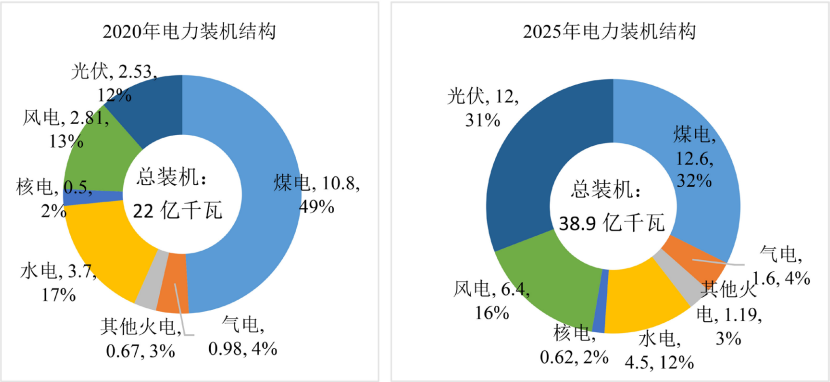


Figure 1. Structure of China’s power generation capacity (2020, 2025)
图 1. 我国电力装机结构(2020 年、2025 年)[4]

[2]《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知》
https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html
[3]国家能源局《2025 年我国风电太阳能发电新增装机超 4.3 亿千瓦再创历史新高》
https://www.nea.gov.cn/20260212/d9f714e91a7f40d39282d87e384ea94a/c.html
[4]《中电联发布 2025-2026 年度全国电力供需形势分析预测报告》https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-353833；
《2020-2021 年度全国电力供需形势分析预测报告》https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-293198

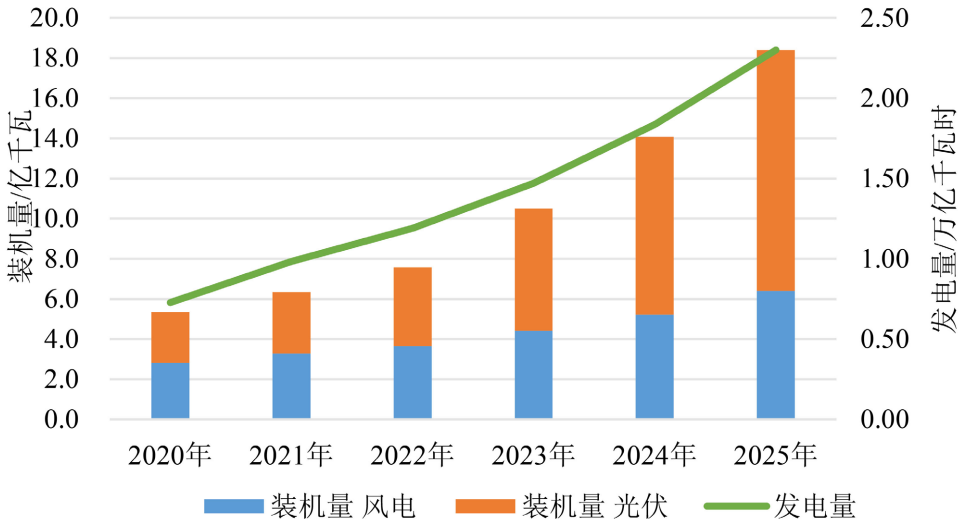


Figure 2. China's new energy installation capacity and generation volume from 2020 to 2025
图 2. 2020~2025 年我国新能源装机及发电量 [5]

2.2. 灵活性电源技术特点分析

“十四五”以来，为应对新能源大规模接入带来的电力系统调节需求，加速推进灵活性电源的建设。我国主要灵活性电源为天然气发电、灵活性改造后的煤电、抽水蓄能、新型储能等。“十四五”各类灵活性电源装机增长详见图 3。各类电源在调峰能力、响应速度、环保性与布局约束上差异显著，形成功能互补格局。

灵活性煤电依托存量机组改造，可承担电网基荷兜底、中长期深度调峰及旋转备用任务，是新能源消纳的传统支撑电源。但其调节短板突出，最小稳定出力偏高、响应速度慢、难以频繁深度启停，且碳排放高，低负荷运行时能耗与污染排放会进一步上升。

抽水蓄能可实现全负荷调节、启停便捷，适配跨日调峰、大容量备用及新能源长时消纳。抽水蓄能设计寿命 30~60 年，远高于火电与电化学储能。但该电源选址受地形、水源严格限制，装机规模和布局灵活性不足，难以精准匹配电网动态调峰需求。

天然气发电低碳清洁，度电碳排放水平是煤电的 50%，硫化物、氮氧化物、可吸入颗粒物等污染物排放水平均显著低于煤电。燃气电厂布局灵活，调峰调频优势突出，能快速响应负荷变化，启停时间短，最小稳定出力可达 15%~20%，调峰能力可达 100%。

以电化学储能为核心的新型储能，核心适配电网短时、高频、波动型调峰场景，响应速度可达毫秒至秒级，且能够适配频繁启停，实现削峰填谷。同时项目选址灵活，在负荷中心或新能源场站规划部署。

总的来看，在电力系统调峰应用场景中，电化学储能与天然气发电既有共性优势又有互补特性。二者同为优质灵活性调峰资源，选址约束条件宽松，均可布置于城市负荷中心，实现就近供电调峰，相较传统燃煤火电更适配新型电力系统的调节需求；同时燃气机组承担中长时段基础调峰、大容量顶峰供电任务，弥补储能时长短板；电化学储能承担秒级快速调频、小幅功率平滑任务，抵消燃气机组爬坡滞后、启停能耗缺陷。二者可形成功能互补的调峰组合。

[5]中电联发布《2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告》https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-306171；
《中电联发布 2023 年度全国电力供需形势分析预测报告》https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-317477；
中电联发布《2023-2024 年度全国电力供需形势分析预测报告》https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-330280；
《中电联发布 2024-2025 年度全国电力供需形势分析预测报告》https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-341403

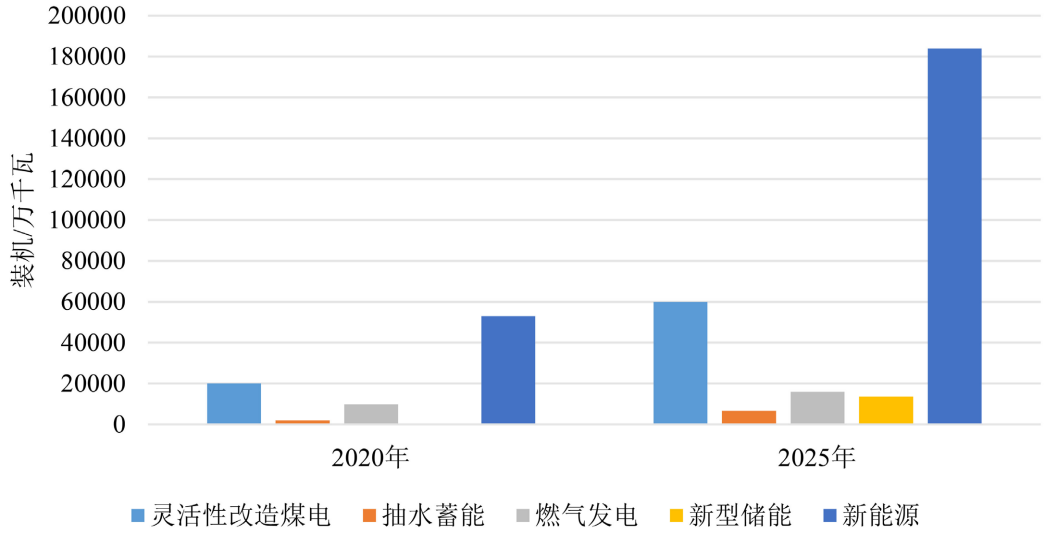


Figure 3. Comparison of flexible power sources and new energy in the "14th Five-Year Plan" [16]-[18]
图 3. "十四五"灵活性电源与新能源的对比[16]-[18]

2.3. 灵活性电源电价机制建设

随着风电、光伏高速建设和并网，灵活性电源的角色也实现了向调节性电源转变，年利用小时数显著下降，机组难以通过单一的电量电价机制覆盖其固定成本。容量电价机制通过为可用容量付费，实现备用调峰机组的成本补偿。我国抽水蓄能机组、天然气发电在部分省份较早开始采用容量电价的电价机制的实践，近两年国家加快推动容量电价机制完善灵活性电源的电价机制。2023 年我国煤电容量电价机制开始实行。2026 年 1 月，《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知》印发，一方面普遍提高煤电容量电价，在各省建立气电容量电价，完善抽水蓄能容量电价，另一方面建立新型储能容量电价。随着政策的落地实施，我国灵活性电源将普遍获得容量电价收益。结合辅助服务市场带来的辅助服务收益，灵活性电源收益结构已形成"三元架构"，容量电价回收固定成本，电量电价覆盖可变成本，辅助服务收益补偿调频、调峰等灵活性价值。三元架构的电价机制既有利于稳定灵活性电源的投资收益又能够保障系统运行效率。

3. 储能和气电发展进展及经济性分析

自国家双碳目标确立以来，我国新型储能和天然气发电均取得了长足发展。新型储能装机规模实现跨越式增长，气电装机稳步提升，两类灵活性资源在新型电力系统中承担着日益重要的调节功能。

3.1. 新型储能发展现状与盈利模式

3.1.1. 新型储能发展现状与技术进展

近年来，新型储能政策体系与市场机制日趋完善，国家坚持统筹规划、多元发展，推动电源侧配套新能源基地、电网侧关键节点布局、用户侧分布式应用协同发展，为新型储能的发展提供了支撑。截至 2025 年底，全国已建成投运新型储能装机规模达到 1.36 亿千瓦/3.51 亿千瓦时 [6]，与"十三五"末相比实现了跨越式发展。

新型储能项目布局由"负荷端"向"资源端"转移，西北、华北风光富集地区装机大幅领先其他地

[6]《国家能源局举行新闻发布会介绍 2025 年新型储能发展情况》
https://www.nea.gov.cn/20260130/50f657ce87f848e1a9a1861d1fd9aa23/c.html

区。从应用场景来看，独立储能占比提升。“十四五”期间，应用场景从以用户侧为主转向独立储能主导，新能源配储占比保持稳定，用户侧和火储调频占比显著下降。

3.1.2. 新型储能收益核算

随着电力市场化改革的持续推进，我国新型储能的盈利模式正从政策驱动向市场驱动转型。2025 年《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》[7]明确取消新能源强制配置储能的要求后，储能电站从新能源项目的附属转变为能够作为独立主体参与电力市场交易的市场参与者。当前，独立储能的盈利模式已初步形成“电能量市场价差套利 + 辅助服务收益 + 容量补偿”的三维收益结构。不同场景收益来源差异显著。

选取广东市场，核算 100 MW/200 MWh 独立储能电站收益情况。广东省独立储能参与电力市场有以下特点：一是广东省峰谷价差位居全国前列，为储能提供了有利的套利空间；二是广东逐步完善独立储能容量补偿机制，对符合条件的项目给予统一的年度容量补偿；三是现货市场充放电价差相对有限，根据《2025 年广东电力市场年度报告》[8]，2025 年独立储能及抽水蓄能电站参与现货日前市场累计充电电量 12.3 亿千瓦时，放电电量 10.1 亿千瓦时，充放电平均价差 0.152 元/kWh；参与现货实时市场累计充电电量 14.0 亿千瓦时，放电电量 11.4 亿千瓦时，充放电平均价差 0.146 元/kWh。

(一) 项目投资与成本

参照广东省独立储能项目造价情况，假设新建规模为 100 MW/200 MWh 的磷酸铁锂电池储能电站一座，配套建设储能升压站、主变压器及电缆线路等设施，综合投资成本约为 30,000 万元，折合 1.5 元/Wh。新型储能项目相关参数见表 1。

Table 1. Parameters of new energy storage projects
表 1. 新型储能项目参数

参数	数值
机组规模(MW/MWh)	100/200
装机成本(元/Wh)	1.5
折旧年限	20
残值率	5%
运维费率	2%
年运行天数	330
充放电效率	90%
衰减率	1.5%

本文采用平准化度电成本(LCOE)作为项目成本评价的核心指标。LCOE 的计算公式为：

$$\mathrm{LCOE}=\frac{\sum_{t=1}^{n}\frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n}\frac{E_t}{(1+i)^t}}=\frac{\sum_{t=1}^{n}\frac{I_t+O_t+F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n}\frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

式中：n 为项目寿命期，A_t 为项目 t 年度投入成本，I_t 为第 t 年投资成本，O_t 为第 t 年运维成本，F_t 为第 t

[7]《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》
https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202502/content_7002959.htm
[8]广东电力交易中心《2025 年广东电力市场年度报告》https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202603191820636877_1.pdf?1773911933000.pdf

年燃料成本(储能项目此项为充电电费成本)，E_t为项目t年度发电量，i为折现率(取7%)。

计算可得，不含充电电价的储能度电成本约为0.25元/kWh，年总成本约为2200万元。

(二) 新型储能收益核算

(1) 容量补偿收益

100 MW装机容量下，分别按照广东省新型储能电站容量电价为165元/kW·年或200元/kW·年，核算储能电站容量收益。

(2) 电能量市场价差套利收益

假设该100 MW/200 MWh储能电站以“两充两放”策略参与现货日前市场套利，若日均充放电1.5次，分别以0.152元/kWh和0.18元/kWh的价差测算，核算现货套利年收益。

(3) 辅助服务收益

广东省自2025年7月起取消调频容量补偿，调频收益仅按里程 × 出清价 × 性能系数结算。调频里程申报上限为15元/MW，申报下限为3.5元/MW，本文分别按照8元/MW及6元/MW进行核算，核算辅助服务收益。

本文采用全投资内部收益率(IRR)作为项目经济性评价的核心指标。IRR为使得项目累计净现值等于零的折现率，计算公式为：

$$\sum_{t=1}^{n}\frac{\mathrm{CF}_t}{\left(1+\mathrm{IRR}\right)^t}=0$$

式中：CF_t为第t年净现金流量。

新型储能项目年度收益核算见表2。

Table 2. Annual revenue calculation for new energy storage projects
表2. 新型储能项目年度收益核算

收益类型	参数	情景1	情景2
容量市场收益	容量电价(元/kWh)	165	200
	容量收益(万元)	1650	2000
电能量市场价差套利收益	日均充放电次数	1.5	1.5
	放电深度	90%	90%
	充放电价差(元/kWh)	0.152	0.18
	套利收益(万元)	1354	1604
调频收益	日均里程(MW/天)	5000	4000
	出清价(元/MW)	8	6
	K值	1.0	1.0
	调频收益(万元)	1320	792
总收益(万元)		4324	4396

容量电价及充放电价差较低、调频价格较高情景下，计算可得该储能项目年度总收益为4324万元，全投资内部收益率约为9.1%。容量电价及充放电价差较高、调频价格较低情景下，计算可得该储能项目年度总收益为4396万元，全投资内部收益率约为9.4%。

(三) 新型储能收益敏感性分析

对新型储能项目造价水平进行敏感性分析(见图4)。

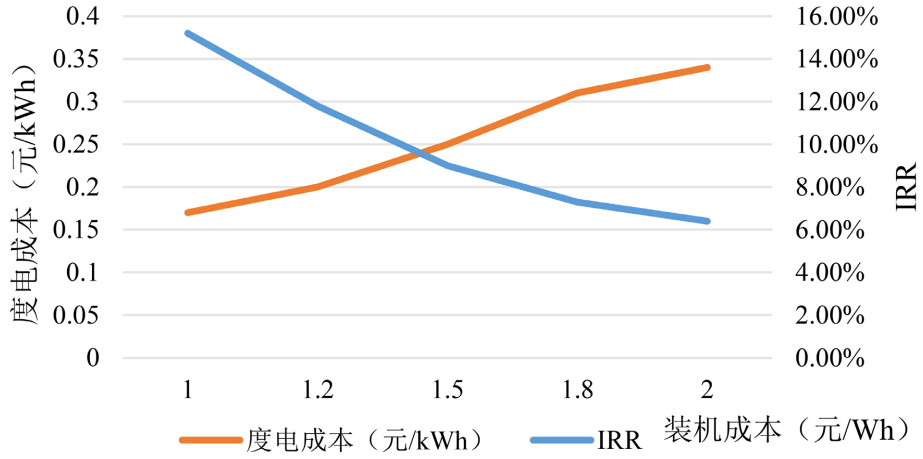


Figure 4. Sensitivity analysis of the cost level of energy storage projects
图 4. 储能项目造价水平敏感性分析

当单位造价从 1.5 元/Wh 向 1.0 元/Wh 区间下行时，项目资本性支出的刚性约束显著缓解，单位电量摊销的折旧与财务成本同步降低，推动度电成本由约 0.25 元/kWh 降至约 0.17 元/kWh，推动 IRR 从 9%提升至 15%以上，独立储能项目的市场竞争力显著增强。当单位造价从 1.5 元/Wh 向 2.0 元/Wh 区间上行时，度电成本由约 0.25 元/kWh 升至约 0.34 元/kWh。成本的刚性抬升直接压缩了项目的盈利空间，推动 IRR 从 9%的水平回落至约 6.4%，已难以满足多数能源项目 8%~10%的基准收益率要求。在这一成本水平下，独立储能项目度电成本已接近甚至超过部分火电，其市场竞争力大幅削弱。

3.2. 天然气发电发展现状与盈利模式

3.2.1. 天然气发电发展现状

中国气电装机规模持续增长，但在全国的发电装机和发电量结构中占比较低。截至 2025 年底，全国气电装机容量 1.6 亿千瓦，占全国总装机容量的比重仅为 4%，2020~2025 年，气电装机年均增长率约为 12.6%；2025 年气电发电量约 0.34 万亿千瓦时，占总发电量的比重约为 3.3% (见图 5)。

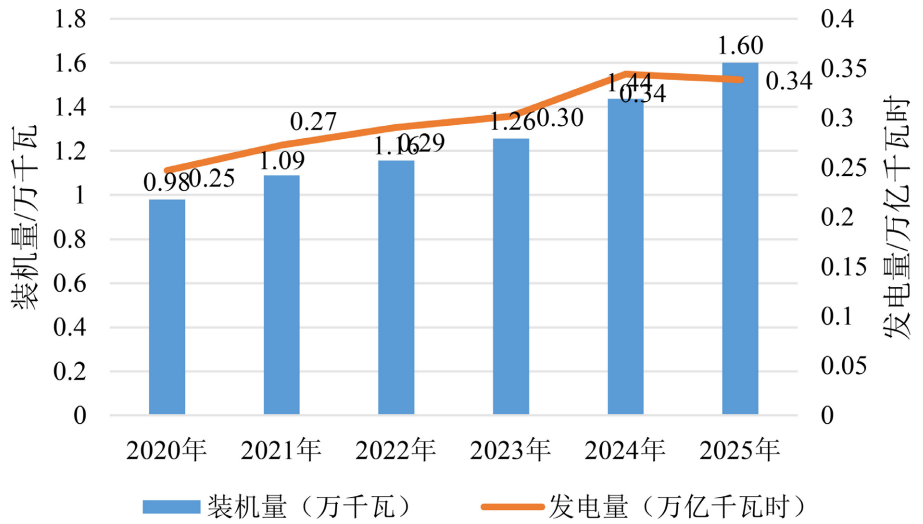


Figure 5. Gas-fired power generation capacity and generation volume from 2020 to 2025
图 5. 2020~2025 年天然气发电装机及发电量

“十四五”期间，气电功能定位从“基荷电源 + 调峰电源”向以调峰、备用、保供、支撑为主的灵活性电源转型，气电利用小时数整体呈下降趋势。2020~2025 年气电机组的平均利用小时数为 2448 小时，远低于全国发电设备平均利用小时数(见图 6)。天然气发电用气长期来看处于增长趋势，在中国终端天然气消费结构中的占比约为 16%~17% (见图 7)。

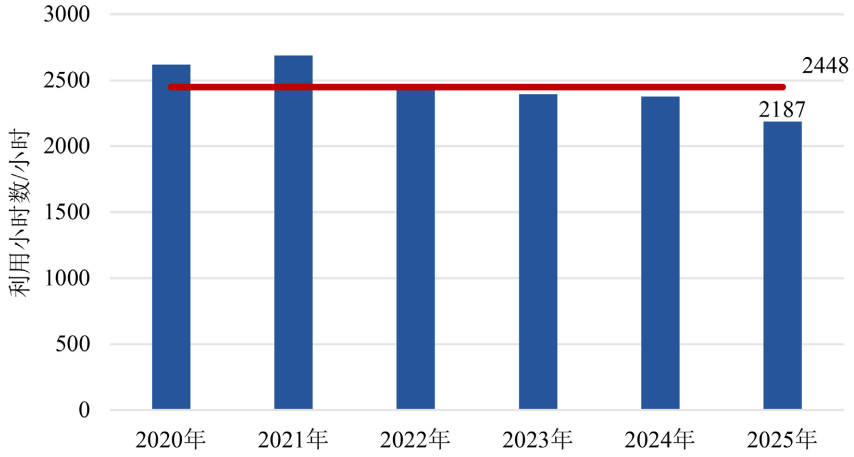
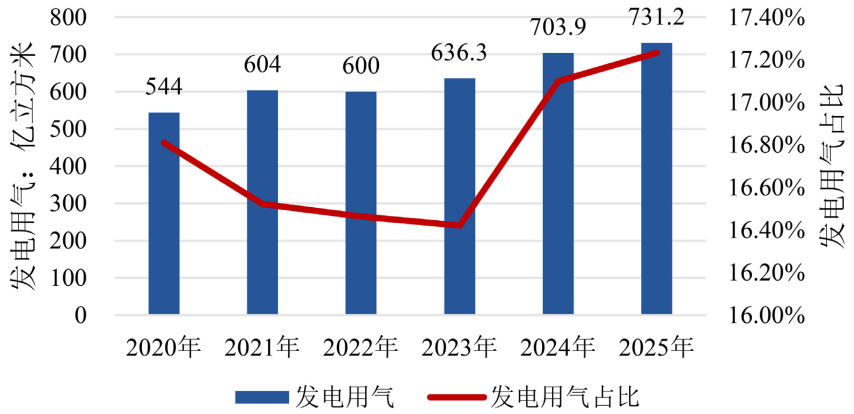


Figure 6. Utilization hours of natural gas power generation from 2020 to 2025
图 6. 2020~2025 年天然气发电利用小时数



数据来源：重庆石油天然气交易中心。

Figure 7. Gas consumption for natural gas power generation
图 7. 天然气发电用气量

3.2.2. 气电收益核算

(1) 项目投资与成本设定

参照广东省 9F 机组燃气电厂造价情况，假设新建规模为 500 MW 的燃气电厂一座，项目投资成本相关参数见表 3。

Table 3. Parameters related to project investment costs
表 3. 项目投资成本相关参数

参数	数值
机组规模(MW)	500

续表

建设成本(元/kW)	2025
折旧年限(年)	20
残值率	5%
运维费率	4%
年利用小时数(h)	2187
天然气价格(元/立方米)	2.5
气耗(立方米/kWh)	0.18

计算可得该燃气电厂度电成本约为 0.59 元/kWh，年总成本约为 6.43 亿元。

(2) 气电机组收益核算

气电作为新型电力系统保障性、灵活性、支撑性电源，盈利模式围绕系统价值展开，形成“容量收益 + 电量收益 + 辅助服务收益”的稳定结构。

① 容量收益

当前广东省 9E 及以上的其他常规气电机组容量电价为 264 元/kW·年 [9]，该容量电价可覆盖项目投资及运维成本的 70%~80%。

② 电量收益

燃气电厂电量收益包括中长期年度交易收益、现货市场收益以及气电价格联动补偿收益。参照燃气机组 2025 年利用小时数 2187 小时，500 MW 9F 机组年度发电量 10.9 亿 kWh。按照中长期交易电量占比 85%、现货交易电量占比 15%，中长期合同价格 0.372 元/kWh、现货交易均价 0.533 元/kWh 计算项目年度电量收益。按广东 2025~2026 年最新气价传导机制，气价在 1.8 元/方至 2.9 元/方之间，每涨 1 元/方，9F 机组度电燃料成本增加 0.2165 元/kWh，气价 2.5 元/方情景下，按照度电补偿价格为 0.1516 元/kWh 计算项目补偿收益。

③ 辅助服务收益

燃气电厂主要是 AGC 调频补偿、深度调峰补偿、启停调峰补偿、一次调频补偿和冷备用补偿。燃气电厂辅助服务收入占总收入的 3%~5%。气电项目年度收益核算见表 4。

Table 4. Annual profit calculation for gas-electric projects
表 4. 气电项目年度收益核算

收益类型	参数	9F 机组
容量市场收益	容量电价(元/kWh)	264
	容量收益(亿元)	1.32
电能量市场收益	中长期交易电量(亿 kWh)	9.27
	现货交易电量(亿 kWh)	1.64
	中长期电价(元/kWh)	0.372
	现货电价(元/kWh)	0.533
	电量收益(亿元)	4.32
	补偿价格(元/kWh)	0.1516
	补偿收益(亿元)	1.65

[9] https://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_4751325.html

续表

调频收益	调频收益占比	4%
	调频收益(亿元)	0.3
总收益(亿元)		7.68

综上所述，该燃气电厂年度总收益约为 7.68 亿元，IRR 约为 8%。

(3) 气电机组收益敏感性分析

对天然气价格进行敏感性分析(见图 8)。度电成本与气价呈显著正向线性关系，气价从 1.5 元/方升至 3.0 元/方，度电成本由 0.41 元/kWh 增至 0.68 元/kWh，燃料成本刚性推高发电成本，持续挤压盈利空间。项目 IRR 随气价呈现非单调波动，主要是由于按照现行广东省气价传导机制，气价在 1.8 元/方至 2.9 元/方之间时获得补偿，低于 1.8 元/方或高于 2.9 元/方则不再获得。燃气机组盈利高度依赖气源价格与电力市场补偿机制，完善容量、辅助服务收益体系，可有效缓解高气价对项目收益的冲击。

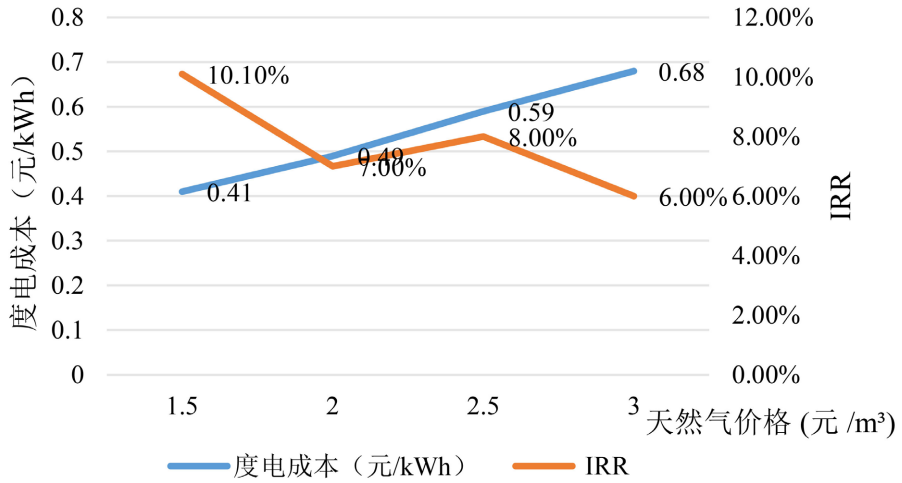


Figure 8. Sensitivity analysis of gas electricity and natural gas prices
图 8. 气电天然气价格敏感性分析

3.3. 气电与新型储能收益对比分析

新型储能与气电的收益结构对比来看(见图 9)，气电以电量收益为主，容量收益约占总收益比重为 17%，电量收益占比约为 57%，气价传导补偿收益占比约为 21%，辅助服务收益占比为 4%。新型储能在容量电价及充放电价差较低、调频价格较高情景下，项目三类收益占比相当，项目容量收益约占总收益比重为 38%，电量收益占比约为 31%，辅助服务收益占比为 31%；在容量电价及充放电价差较高、调频价格较低情景下，调频收益占比下降，项目容量收益约占总收益比重为 46%，电量收益占比约为 36%，辅助服务收益占比为 18%。

新型储能与气电的经济性对比来看，新型储能项目单位投资规模更小、回报周期更短，且随着电池成本持续下降其经济性优势进一步凸显；气电则依赖规模效应与高利用小时数摊薄固定成本，对燃料价格和电量电价的波动更为敏感。收益方面，二者作为灵活性电源均通过“容量电价 + 电能量市场获利 + 辅助服务”获得收益，但侧重各有不同。气电通过容量电价回收固定投资、保障基础回报，通过中长期电量保障基础电量收益，同时参与现货市场竞价获取套利收益，通过气电价格传导补偿平抑天然气价格波动风险。新型储能项目通过容量补偿政策稳定收益底座，凭借其技术性能获得调频等辅助服务收入。

气电更接近传统发电资产的收益模式，储能则呈现出服务化、碎片化的收益特征。

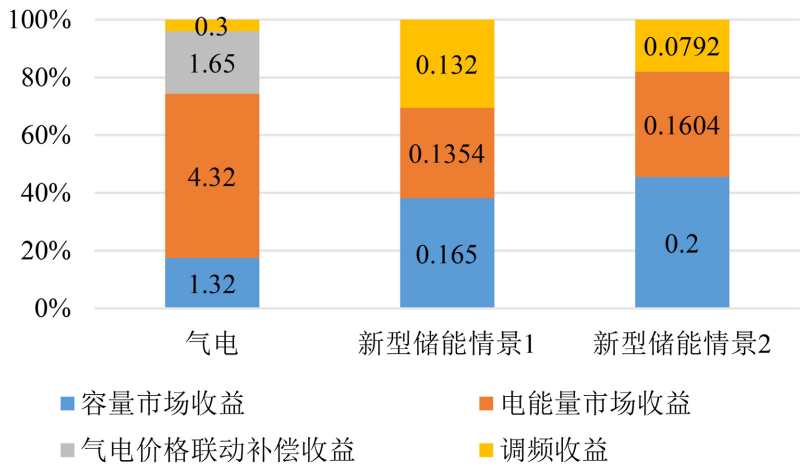


Figure 9. Comparison chart of revenue distribution between gas electricity and new energy storage
图 9. 气电与新型储能收益占比对比图

3.4. 系统级动态反馈与长期盈利预期

前文对气电与新型储能的收益核算及敏感性分析，均基于给定的电价、价差及利用水平等外生市场参数，尚未纳入二者大规模部署后对电力市场价格形成机制的内生反馈效应。本节从系统级动态视角出发，定性探讨大规模储能参与现货市场后，对电价信号的反向影响，以及这一影响如何通过市场传导重塑气电与储能自身的长期盈利预期。

3.4.1. 储能对现货市场价格信号的平抑机制

大规模储能以“低谷充电、高峰放电”的套利策略参与市场时，其充放电行为在系统层面构成了一种负反馈调节：低谷时段储能的充电需求增加了系统负荷，对过低电价形成托底支撑，减少负电价出现的频率与深度；高峰时段储能的放电供给扩充了系统可用出力，直接压制尖峰电价的上涨幅度，缩短高电价持续窗口。随着储能装机的进一步扩张，这种双向平滑效应将逐步收窄现货市场的峰谷价差，使市场价格曲线趋于扁平化。对于广东等峰谷价差已位居全国前列的现货市场而言，储能的大规模并网将在中长期尺度上持续压缩其自身赖以获利的价差套利空间。

3.4.2. 储能长期收益结构变化

价差收窄将直接削减储能“两充两放”策略下的现货套利收益。即便储能系统成本继续下行，若价差收缩速率快于成本下降速率，项目单位放电量的收益空间仍将面临持续压缩。同时，储能参与调频等辅助服务市场同样面临同质化竞争加剧的风险。当大量具备毫秒级响应能力的储能资源集中进入调频市场时，市场出清价格将被拉低，辅助服务市场的收益稀释。容量补偿的基础性支撑作用凸显。在套利与调频收益均趋于收窄的长期趋势下，容量电价愈发成为储能项目固定成本回收的基石，容量补偿标准需随储能装机规模扩张而进行动态调整，以保障储能项目的合理收益。

3.4.3. 价格信号变化对气电盈利预期的间接传导

首先，现货均价中枢下移挤压气电的电量收益。储能在高峰时段的放电供给增加了现货市场的供给曲线弹性，拉低了高峰时段出清电价。现货均价的下行将直接缩减气电机组现货电量收入。其次，气电利用小时数的补偿性回升。储能对短时高频调节需求的替代客观上降低了气电参与日内频繁启停调峰的

频次，有助于气电将有限的运行小时集中于长时深度调峰与应急备用等高价值场景。若现货价差收窄导致储能套利积极性下降，系统对气电长时支撑的需求反而可能回升，从而在利用小时数维度对气电形成逆向补偿。

综合来看，大规模储能的持续装机扩张将推动现货市场峰谷价差逐步收窄，进而对储能套利收益与气电现货收益形成双向挤压，二者收益结构中容量收益的占比将被动提升，而市场电量收益的贡献份额则相应下降。容量电价成为调节系统资源结构平衡的关键因素，影响未来储能与气电的装机增长情况。

3.5. 储能与气电的竞合关系分析

天然气发电与新型储能二者在同一电力市场中既争夺调峰、备用等辅助服务资源与现货市场定价权，又在时间尺度、系统功能与技术路径上形成高度互补。

从竞争维度看，储能技术的快速成熟与气电的传统功能领域形成竞争关系。储能的部署周期(6 个月)远短于气电(12~24 个月)，短期可靠性需求场景下对气电的替代效应日益显著。近年来储能系统成本大幅下降，当前储能度电成本低至 0.2~0.4 元/kWh，而气电因燃料成本高企，度电成本约为 0.6~0.9 元/kWh，储能成本降低带动电力市场现货及辅助服务价格面临下行压力，对气电形成竞争压力。

从系统功能角度看，天然气发电与新型储能构成典型的优势互补关系。在响应时间尺度上，电化学储能具备毫秒至秒级的调节能力，精准适配电网一次调频、二次调频及短时能量转移(分钟级)，而气电的响应时间为分钟至小时级，更适用于大范围深度调峰与持续数小时的备用支撑。两者在时间维度上形成“短时高频用储能、长时低频用气电”的自然分工。在极端气象导致新能源出力骤降、储能系统因额定能量时长(通常 4~6 小时)及荷电状态约束而濒临耗尽时，气电可作为后备快速启动，其速度远快于煤电，能有效避免系统陷入长时间缺电；反之，在常规运行条件下，储能可替代气电承担部分高频调节任务，从而释放天然气资源的战略弹性，将气电保留为更宝贵的深度调峰与应急储备。

在燃气电厂侧配置储能系统，可将机组的“启停调峰”部分转化为“启停 + 储放”联合调峰模式，减少燃气机在低负荷工况下的效率损失与氮氧化物排放。二者在功能分工基础上形成协同增效：储能负责高频、短时波动平抑，气电承担低频、长时能量支撑，共同构建深度脱碳路径下的弹性电力系统。

4. 结论及气电发展建议

天然气发电与新型储能并非零和竞争关系，而是在功能分工基础上形成“短时高频用储能、长时低频用气电”的协同格局。储能凭借毫秒至秒级响应速度、低度电成本(0.2~0.4 元/kWh)及短部署周期(3~6 个月)，在调频、短时调峰及分布式备用场景中优势显著；气电则依托大容量、长周期特性，在跨日、跨周乃至季节性能量平衡及应急备用中具有不可替代性。二者在电力市场中共存互补，协同发展。根据行业对新型储能 2030 年累计装机将达到 3.7~4.5 亿千瓦的预测，预计到 2030 年我国天然气发电装机将达到 2.2~2.5 亿千瓦，气电和新型储能将作为重要灵活性资源，为新型电力系统的安全稳定运行提供关键支撑。针对气电的发展，提出以下建议：

(1) 建议天然气供应企业提升天然气供应保障能力，构建多层次气源灵活保障体系实现与气电产业协同发展。完善中长期供气合约设计，明确价格、供应量及履约条款，探索气电价格联动机制；推动气电用户与干线管网直连，减少中间环节，加快储气库等调峰设施建设，提升系统快速响应能力。

(2) 推动各省尽快建立气电容量电价机制和气电价格联动机制。依据国家发展改革委、国家能源局 2026 年 1 月印发的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，各省应科学测算气电机组容量电价水平，依据调节速率、响应时间、顶峰时长等性能指标给予差异化补偿，对高灵活性机组适当上浮；同时优化“气电联动”燃料成本传导机制，将成本合理疏导至电力用户，理顺上下游价格传导链条，对冲气价波

动风险。

(3) 气电项目开发与储能协同发挥调峰优势。强化调峰与顶峰能力建设，选用高效、快速启停机型，系统运行层面，利用储能平抑天然气气压波动、优化机组启停节律，减少燃气机组频繁变载产生的能耗损耗与设备磨损；储能低谷时段储电、高峰时段放电，配合气电完成削峰填谷。从调峰与辅助服务等多角度实现气电与新型储能的竞争和合作，实现长期共赢目标。

基金项目

中海石油气电集团科技项目 QDKJQZ-2025-14《新型储能项目容量配置与经营策略研究》。

参考文献

[1] 张健建, 袁家海. 从供需两端深挖电力系统灵活性资源[J]. 能源评论, 2022(9): 50-53.

[2] 陶文娣, 郑平. 中国燃气发电发展目标和展望[R]. 北京: 北京大学能源研究院, 2024. https://www.baidu.com/link?url=GeD2m-YdP5Zf97JdpkoC9BQxINY-Flewghv48g9dFjnOgUhiXi41fAYtI6EXT8wsbDPtq--b84_KelBzOPby4QBkka-DAqDc6uXs2G2mqcccqJ4iaDGt7RxglXgaVK70K&wd=&eqid=dce8cd62000000ad000000026ae06292

[3] 傅观君, 张富强, 夏鹏, 等. 天然气发电在新型电力系统中的功能定位及发展前景研判[J]. 中国电力. 2024, 57(8): 67-74.

[4] 徐鹏飞. 燃气电厂从基荷电源到新型能源中枢的价值跃迁路径[J]. 中国电力企业管理, 2026(9): 62-63.

[5] 李政, 李伟起, 张忠伟, 等. “双碳”目标下我国电力系统灵活性资源发展策略研究[J]. 中国工程科学, 2024, 26(4): 108-120.

[6] 朱寰, 刘国静, 张兴, 等. 天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(6): 2392-2402.

[7] 刘丽军, 黄伟东, 陈泽楷, 等. 考虑灵活性供需平衡的新型电力系统长短期储能联合规划[J]. 电网技术, 2024, 48(12): 4908-4917.

[8] 冯艺萱, 边晓燕, 陈雯, 等. 新型电力系统灵活性资源成本回收机制分析及挑战[J]. 电工技术学报, 2025, 40(21): 7013-7028.

[9] 刘小平. 两部制电价政策下天然气发电项目投资策略研究[J]. 电气时代, 2022(7): 115-118.

[10] 王文飞, 刘志坦. 我国两部制电价制度对天然气发电企业盈利能力的影响[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 138-145.

[11] 邬嘉嘉, 罗澍忻, 刘正超, 等. 广东省天然气发电两部制价格机制研究——基于 LCOE 模型对天然气发电成本分析及电价测算[J]. 价格理论与实践, 2024(5): 111-116, 223.

[12] 蒋龙, 程晶, 梅琦, 等. 四川省气电容量成本回收机制研究[J]. 天然气技术与经济, 2024, 18(1): 88-94.

[13] 邓家玮. 广东电力市场下的气电企业交易策略研究[J]. 燃气轮机技术, 2024, 37(3): 11-17.

[14] 洪子鑫, 魏华, 李峰. 气电联动机制下油气企业投资燃气电厂项目策略研究[J]. 国际石油经济, 2024, 32(8): 97-105.

[15] 国家能源局. 新型电力系统发展蓝皮书[R]. 北京: 中国电力出版社, 2023. https://www.nea.gov.cn/download/xxdlxtfzlpsgk.pdf

[16] 苏南. 煤电机组灵活性改造迈向系统协同[N]. 中国能源报, 2025-05-11(009). http://paper.people.com.cn/zgnyb/pad/content/202508/11/content_30095412.html

[17] 杨苗苗. 抽水蓄能将迎投产高峰[J]. 中国能源观察, 2026(3): 59-62.

[18] 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书[R]. 北京: 中关村储能产业技术联盟, 2024.