迈入全球能源大周期 20260907

AI 与气候驱动全球电力需求刚性增长，基荷电源迎来量价齐升拐点

摘要

- 全球用电增速 2026 年预计达 3.6%-3.7%，AI 数据中心与气候变暖驱动居民用电成为核心增量，且需求呈现强刚性，对电价调节作用钝化。
- AI 数据中心 7x24h 稳定负荷与新能源间歇性发电严重不匹配，储能方案（2-4h）难以弥补缺口，电力系统投资重心正从发电量扩张转向基荷电源能力扩张。
- 天然气与煤电成为边际基荷电源首选。天然气可靠性系数（90%）远超风光（5%-20%），且燃机制造业产能瓶颈预计持续至 2029 年，强化现有机组容量价值。
- 能源定价锚点转向电力高峰需求。天然气与原油价格脱钩，2026 年美伊冲突后气价逆势创新高，美国气价中枢随液化装置投产将向全球高价水平靠拢。
- 煤电价值面临重估。2025-2026 年美日韩相继重启煤电，在 130 美元/吨国际煤价下，煤电对比天然气仍具显著经济性，且具备规避中东地缘风险的能源安全优势。
- 全球海运煤炭供需趋紧。印尼出口受限且澳洲产能因 ESG 政策退出，在需求向上拐点与供给持续收缩共振下，看好煤炭价格中枢持续上升。

Q&A

全球电力需求近年来呈现出怎样的增长趋势，其背后的主要驱动因素是什么？

近年来全球电力需求增速显著提升。过去十年，全球电力需求的年均复合增长率约为 2%出头，与全球 GDP 增速基本匹配。然而，2024 年全球电力增速超过 4%，2025 年在高基数上同比增长超过 3 个百分点。根据权威机构预测，2026 年全球用电增速预计将达到 3.6%至 3.7%，持续超越过去十年的平均水平。这一增长趋势主要由三方面因素驱动：工业领域的深度电气化、人工智能驱动的数据中心需求快速增长，以及全球气候变暖导致的居民用电负荷增加。

全球气候变暖如何具体影响居民用电负荷，并进而对电力系统产生冲击？

全球气候变暖已成为不争的事实，过去三十年全球最高气温呈现出持续上升的趋势，最近三年（2023-2025 年）是有记录以来气温最高的三年。这种气候变化通过两个方面显著影响居民用电：首先，全球炎热天气的天数明显拉长；其次，每年的绝对最高气温不断被刷新。这直接导致了用电峰值的波动性加剧和峰值负荷的抬升。以中国为例，2025 年 7 月全社会用电量增速高达 8.6%，其主要驱动力并非经济波动，而是高温天气。当月，城乡居民用电对新增用电量的贡献占比高达 43%。在第二产业占比较低的海外发达国家，夏季或冬季用电高峰时，居民用电对新增用电的贡献甚至可能达到或超过 60%。随着最高气温的不断攀升，居民对空调等制冷设备的需求越来越高，这不仅推高了电力系统的最高负荷，也加剧了峰谷差。

AI 数据中心的发展对电力需求和电网系统带来了哪些不同于传统用电模式的挑战？

AI 数据中心对电力需求和电网系统带来了多方面的挑战。首先，其用电规模巨大且落地速度快。AI 数据中心的建设周期平均为两年左右，而其规模正从 2024 年的几百兆瓦级别，发展到 2025 至 2026 年出现的吉瓦级别以上的大型数据中心，用电量呈几何级数增长。一个新建的数据中心用电量相当于一个千万级人口大城市的总用电量。这种短时间内爆发的需求增长，与海外公用事业公司通常需要 5 到 8 年的电网基础设施规划和资本支出周期严重不匹配，造成了显著的时间错配。其次，AI 数据中心的用电特性也带来了挑战。它属于刚性负荷，对供电稳定性的要求极高，需要达到 99.999%的可靠性。这意味着在电网供电紧张时，无法对其进行拉闸限电。同时，数据中心对电价的承受能力非常高，这使其在电力供应中具有优先地位，给电网的整体调度和供电保障带来了巨大压力。

能源定价的锚点发生了怎样的变化，传统化石能源之间的价格相关性出现了哪些新的趋势？

能源定价的锚点正逐步从传统的跟随经济波动转向以电力高峰需求为核心。历史上，原油、天然气和煤炭作为主要化石能源，其价格存在较强的相关性，通常以原油为“周期之母”，其价格波动会带动天然气和煤炭价格的变动。然而，随着全球经济增长对电力的依赖加深以及新兴用电结构的出现，能源间的相关性正在发生明显调整。自 2022 年俄乌冲突以来，天然气价格率先打破了跟随油价的传统框架，当年天然气与煤炭价格的弹性首次大幅超过原油。冲突之后，原油价格基本回落至起点，而天然气与煤炭价格则维持在相对高位。2026 年的美伊冲突进一步印证了这一趋势：原油现货价格一度突破 150 美元/桶后回落至 90 美元/桶，但天然气价格反而在原油价格未创新高的情况下，创出了美伊冲突以来的新高。这表明天然气和煤炭正走出区别于原油的独立行情，其研究框架需从关注传统经济周期转向重点研究电力需求。

在电力需求旺季，天然气价格表现出怎样的波动性？同时，在电力系统中，天然气和煤炭扮演着怎样的角色？

尽管美国天然气供给充沛且长期价格处于较低水平，但在电力需求高峰期，其价格依然表现出巨大的波动性。例如，在 2025 年，美国天然气价格的波动性和涨幅均十分显著，这反映了在电力需求旺季，作为美国最主要的发电来源，天然气的需求变化对价格产生了明显影响。在电力系统中，天然气和煤炭被视为基荷电源。基荷电源的定义是能够全年 7 天 24 小时持续、稳定、大规模供应电力的电源。传统的新能源在年度视角下难以维持如此稳定的电量供应。考虑到全球新增的电力需求核心来自于 AI 数据中心和气候变暖推动的居民用电，这两类需求都对电力的稳定性和可靠性有极高要求，因此，作为基荷电源的天然气和煤炭在满足这些新增需求方面扮演着至关重要的角色。

在 AI 数据中心和居民用电这两大新兴需求背景下，全球电力系统面临哪些结构性挑战，特别是新能源电力与这些需求之间存在怎样的不匹配？

新兴的电力需求与新能源的发电特性存在显著的不匹配。AI 数据中心要求 7x24 小时全天候的高负荷稳定供电，而居民用电高峰集中在夜晚。相比之下，新能源发电具有间歇性，例如光伏发电主要集中在白天的 4 个小时，风电全天有效发电时间也仅约 8 小时。当前全球主流的储能解决方案通常只能提供 2 到 4 小时的支撑，这对于满足全天候的电力需求而言作用微弱。因此，AI 数据中心和居民用电的刚性需求特征，与新能源的发电模式已呈现出不匹配的状态。能够满足这两类需求的主要是基荷电源，在全球范围内主要包括天然气、煤电、核能和水电。考虑到水电对地理资源的依赖性强，而核能重启建设周期过长（例如，中国于 2026 年 8 月重启的 8 台核电机组预计要到 2031 至 2032 年才能建成），因此天然气和煤电成为满足当前需求的焦点。

鉴于新兴用电结构与新能源发电特性的不匹配，全球电力系统的投资框架应如何调整，基荷电源的重要性发生了怎样的变化？

全球电力系统的投资框架需要从单纯的发电量扩张转向系统能力扩张。尽管新能源增长是长期趋势，但基荷电源在电网系统中的重要性已出现显著变化。过去五年，全球投资重心几乎完全集中在新能源领域，而化石能源投资则因 ESG 趋势逐年下降。然而，当前新兴的用电结构不仅推高了全球电力增速，其与新能源发电模式的不匹配也凸显了基荷电源的价值。这意味着全球电力发展，特别是基荷电源领域，在 2025 年到 2026 年将迎来一个清晰的拐点。天然气的核心优势在于建设周期相对较短、运行灵活且碳排放低于煤电。煤电的优势则在于其在存量电力结构中仍占有 20%至 30%的比重，且其供应链不依赖中东地区，有助于规避能源安全风险。因此，预计未来 5 到 10 年，基荷电源在全球电力系统中的重要性将日益增长。

随着电力需求结构向 AI 数据中心和居民用电等刚性需求倾斜，电价对需求的调节作用以及市场对电价的容忍度呈现出哪些新特征？

随着电力需求结构的变化，电价对需求的调节作用已出现明显钝化。传统的经济模型认为，电价上涨会抑制边际电力需求，从而使供需达到平衡。然而，当前新增的两大需求均偏向刚性。AI 数据中心是所有电力需求中对价格承受能力最高的类别，其首要保障是供电的连续性而非电价。居民用电同样具有刚性，用户在用电高峰（如夏季夜晚使用空调）时对价格不敏感，且月度结算的付费方式也削弱了电价的实时调节效果。这种需求对价格不敏感的状况导致在供应短缺时，电价上涨难以有效抑制需求，从而大幅提升了市场对高电价的容忍度。从过去几年欧洲的经验来看，在缺电时期，居民平均电价翻倍、峰值电价上涨 7 到 8 倍的情况很容易发生。

近年来全球能源价格与电价走势出现分化，其背后的驱动因素是什么？

尽管全球能源价格在经历 2022 年俄乌冲突引发的大幅上涨后已陆续回落，但全球电价中枢却在持续上行，两者走势产生显著区别。欧盟和美国的电价基本保持了持续上涨且未出现回落的态势。这种分化现象主要反映了当前电力需求的强劲增长，使得各国电力市场至少处于供需平衡偏紧的状态，从而支撑了电价的持续上行，通货膨胀也起到了一定的推动作用。

天然气与原油的传统价格关联性为何在近年来减弱，二者下游需求结构发生了哪些本质区别？

近年来，天然气与原油的价格走势开始分化，主要源于两者下游需求结构的差异。传统上，原油的下游需求与全球宏观经济活动高度相关，涵盖交通运输、航空航运及工业石化等领域，因此高油价会抑制经济活动，进而抑制自身需求，如 2026 年美伊冲突后全球原油下游需求出现的清晰萎缩。相比之下，天然气的下游需求结构已发生根本性变化。以美国为例，过去十年间，电力需求在天然气下游消费中的占比已从 30%提升至 41%。在夏季和冬季的用电高峰期，该比例更是接近 60%。由于电力需求增长的主要驱动力来自需求韧性强、对价格承受能力高的 AI 数据中心和居民用电，这部分需求不随宏观经济波动而显著变化。因此，天然气的下游需求表现出更强的稳定性和韧性，使其价格波动逻辑与原油产生区别。一个例证是，在 2026 年 8 月左右，原油价格出现回落，而天然气价格却因欧洲在冬季旺季前（每年 4 月至 10 月）的强劲补库需求而逆势创下新高。欧洲原计划将战略库存补充至 90%，但 2026 年可能连 75%的目标都难以达成，导致其在美伊局势缓解后大量采购天然气。

天然气在电力系统中的角色正在发生怎样的演变，其作为边际基荷电源的地位是如何确立的？

天然气正在从普通的电力燃料升级为战略性的供电电源，并成为电力系统扩张的首要边际基荷电源。近年来，天然气的电力需求呈现显著上涨。以美国为例，即使在天然气价格大幅上涨的情况下，需求依然坚挺。2025 年，美国天然气价格上涨了 60%，但天然气发电量仅同比下降 3%，显示出极强的需求韧性。随着未来电力需求的提升，天然气的需求增速预计将持续上行。全球范围内，新增电源项目采用天然气燃机已成为一个确定性方向。无论是新增燃气电厂的落地，还是未来新增电力需求，预计都将首先由天然气来满足，这决定了其需求将呈现确定的周期性上行趋势。此外，短期内如美国、日本等国确定的用电缺口扩大，以及上游燃机制造业的瓶颈，都将变相强化现有燃气机组的容量价值。

从天然气燃机订单、产能瓶颈以及电网稳定性系数的角度分析，为何天然气成为美国等国家电力扩张的首选？

天然气成为电力扩张的首选，主要基于其对电网稳定性的高贡献以及当前供应端的瓶颈。首先，从电网稳定性系数来看，美国能源管理机构给予基荷电源的评级远高于新能源。例如，新增 10 吉瓦的天然气装机，其电网可靠性系数为 90%，能为电网提供 9 吉瓦的稳定容量。相比之下，风电的系数仅为 20%，光伏更是低至 5%。这意味着，在同等建造成本和装机容量下，天然气机组能为电网提供的稳定性是新能源的 4 倍甚至十几倍。这解释了为何美国在相关法案中取消对光伏和新能源的补贴，转而大规模加码天然气。其次，从供给端看，全球三大燃机制造商目前面临产能瓶颈，预计到 2029 年才能得到缓解，这使得短期内新增产能的确定性非常强。最后，从未来装机规划看，美国未来新增的天然气机组将大幅增长，增长高峰预计将出现在 2028 年至 2030 年。

市场普遍预期 2027 年后全球液化天然气市场将因新增产能释放而进入过剩状态，对此有何不同看法？未来全球 LNG 市场的供需格局将如何演变？

市场对于 2027 年后全球 LNG 市场将因卡塔尔和美国新增产能落地而从紧平衡转向宽松，并预期天然气价格将明显下降的观点，可能存在偏差。实际情况呈现出一些新的变化。首先，新增产能的释放并非线性过程，主要将集中在 2027 年至 2028 年以后达到高峰。其次，未来的新增供给结构与过去不同，过去主要来自油田的伴生气，未来则主要源于纯气田，且新增供给绝大多数（超过 60%）将集中在美国和卡塔尔两国，这将导致供给结构发生变化。 第三，2026 年的美伊冲突对市场产生了显著影响。根据 IEA 的预计，此次冲突将导致 2026 至 2030 年间 LNG 累计供给损失达到 120 亿 BCM，约占全球 LNG 贸易量的 20%。这一损失源于短期供给输出问题、部分产线受损后需要三至四年恢复，以及卡塔尔新增产能投放进度的推迟，这些因素都将冲击原先预期的供给宽松局面。 此外，市场低估了天然气需求的结构性韧性。天然气正从一种可选的石化能源转变为网体系中的首要接合电源，其“安全燃料”的属性日益凸显。在 2025 年

人在草木间

年期间，全球 LNG 供给的扩张可能并不会如预期般爆发式增长，而是与需求端的相应抬升趋势相匹配。尽管供给集中释放可能造成短期（约一年）的错配，但从更长的时间维度看，天然气市场的整体供需仍将趋于平衡。当前市场对后续天然气需求的预期存在显著的上修风险。壳牌近期的报告也对 2027 年后市场全面过剩的观点表示不认同，认为 2028 年后可能出现体量有限的阶段性宽松，并指出若未来几年没有大量新建产能公布，2029 至 2030 年后全球 LNG 市场可能重回紧平衡态势。

基于对全球天然气供需格局的判断，未来天然气价格，特别是美国、欧洲和亚洲市场的价格走势和区域价差将呈现何种趋势？

随着美国液化装置产能的建成，美国天然气将更大规模地输往欧洲和亚洲，这将改变其过去十几年在全球价格洼地的状态，美国气价的大趋势是逐步向全球高气价水平靠拢。相应地，随着卡塔尔和美国新增产能的释放，欧洲和亚洲的气价将逐步进入下降阶段。因此，全球天然气市场的区域价差预计将出现收窄。 尽管如此，未来地缘政治的波动，或是在需求旺季因居民用电急剧变化导致的需求短期波动性加剧，都可能使整体气价的波动率加大。从更长周期看，预计到 2030 年左右，当全球供需重回偏平衡甚至紧平衡阶段后，全球气价中枢可能重新上涨。

在当前能源格局下，煤电的定位和价值发生了哪些变化？其在全球电力系统中的前景如何？

煤电与天然气共同构成了未来 5 到 10 年内，能够为电力系统提供稳定电量的最快速的接合电源。当前，煤电正迎来一个非常明确的价值重估时间点。根据 2025 年的数据，煤电发电量仍占全球现役发电量的三分之一，总装机容量占全球的 20%至 30%。然而，煤电在各国的利用率普遍不高，例如在美国、日本、韩国及欧盟地区，利用率普遍在 50%左右，这表明其发电能力尚有显著的提升空间。 随着部分国家能源政策的调整，煤电的战略地位正在提升。2025 年，美国成为全球首个退出《巴黎协定》并重启煤电的国家。进入 2026 年，日本和韩国也相继跟进。一旦国家放弃脱碳指标，将天然气和煤电同时作为应对电力短缺的重要接合电源，那么在不考虑碳排放成本的情况下，经济性将成为主要考量因素。

从经济性角度分析，煤电与天然气发电相比，其竞争力表现如何？尤其是在不同区域市场和价格假设下？

煤电的经济性在全球部分地区和特定时间段内已显现出领先天然气的优势。以美国市场为例，2025 年美国天然气发电量出现下滑，而煤电发电量同比增长了 12%，这清晰地反映出两者在经济性上达到了一个平衡点。当时美国平均气价为 3.5 美元/MMBtu，对应的煤价平衡点约为 70 美元/吨。 在海外市场，天然气价格远高于美国。美伊冲突前，欧洲淡季气价为 9 美元/MMBtu，旺季可达 13-14 美元；亚洲淡季气价约 7 美元出头，旺季为 9-10 美元。这些价格是美国气价的 3 倍甚至更高，理论上对应的煤价平衡点也应相应提高。因此，即使国际煤价维持在当

前 130 美元/吨的水平，并考虑到 2028 至 2029 年全球天然气价格可能下行，煤电依然具备显著的经济性。 从新建机组的角度看，尽管 CCGT 燃气轮机联合循环机组具备优势，但近年来由于产业链瓶颈和各环节成本上涨，其新建优势正在快速收窄。相比之下，煤电在新建成本上仍具备价格优势。

除了经济性因素，还有哪些关键因素正在推动各国重新评估和选择煤电？

国家能源安全是推动各国重新选择煤电的另一个核心考量。当前天然气供应面临两大问题：一是新增产能的制造业瓶颈，二是供应来源的集中度。天然气的主要供应方来自中东地区，在过去短短五年内，全球就经历了俄乌冲突和美伊冲突两次大的地缘政治波动。对于过度依赖中东化石能源的国家而言，必须严肃考虑未来的能源安全问题。 在这种背景下，煤炭的优势得以凸显。煤炭的核心供给国是印度尼西亚和澳大利亚，与中东地缘政治关联度低，其全球供应在过往很长时期内都保持着高度稳定。因此，在国家能源安全的倒逼下，煤电成为一个相对可靠的选择。美国在 2025 年不考虑碳排放直接重启煤电，为其他发达国家提供了明确信号。2026 年，日本在重启煤电的同时也重启核电，这同样具有未来的指导性意义。欧洲虽然在推进脱碳政策，但在过去两年中也出现了分时段提升煤电利用率的迹象。

在全球煤电需求呈现向上拐点的背景下，全球海运煤炭市场的供需基本面是怎样的？未来煤炭价格中枢的走势如何？

全球煤炭用量因 ESG 压力而下降的趋势在 2025 年出现了非常明显的向上拐点，2026 年随着日本、韩国、中国台湾以及部分欧洲国家重启煤电，这一向上拐点信号得到进一步确认。然而，全球煤炭的整体供需却日益趋紧。全球海运动力煤贸易量仅约 10 亿吨，体量有限。 从供给端看，2025 年全球煤炭供给已呈现清晰的下降态势。2026 年，主要出口国印度尼西亚明确释放了产量下降的政策信号，截至七八月份，其全年产量和出口量均呈下降趋势，预计未来在资源民族主义等政策影响下，其出口量难有大幅增长。另一主要出口国澳大利亚，由于 ESG 政策导致税费增加，据统计已有接近 10%的产能计划在 2030 年前因经济性等原因退出。因此，全球煤炭海运出口量未来将呈现持续下降的态势。 在需求出现向上拐点而供给持续收缩的背景下，全球煤炭贸易的平衡表必然会越来越趋向于供不应求。因此，非常看好未来煤炭价格中枢将呈现持续上升的态势。

综合来看，在全球能源大周期的背景下，核心的投资逻辑和看好的资产类别是什么？

核心逻辑在于，在人工智能发展和全球气候变暖共同推动居民用电需求持续高增长甚至提速的背景下，新兴用电结构对电力的特殊要求使得接合电源在未来电力系统中的作用愈发重要。在天然气、煤电、核能和水电等各类接合电源中，只有天然气和煤电能在短期内承担起主要作用。 因此，预计在未来 5 到 10 年的时间里，天然气和煤电大概率会呈现量价齐升和估值重估的过程。基于此判断，持续

看好全球范围内的天然气资产以及煤电和煤炭资产。