



Research and
Development Center

美国缺电系列研究：历史成因与现实影响

—行业深度报告

2026 年 7 月 31 日

证券研究报告

行业研究

行业深度研究

煤炭开采

投资评级 看好

上次评级 看好

高升：煤炭钢铁行业首席分析师

执业编号：S1500524100002

邮箱：gaosheng@cindasc.com

李栋：煤炭钢铁行业分析师

执业编号：S1500525110001

邮箱：lidong@cindasc.com

李睿：煤炭钢铁行业分析师

执业编号：S1500525040002

邮箱：lirui@cindasc.com

刘波：煤炭钢铁行业分析师

执业编号：S1500525070001

邮箱：liubo1@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDASECURITIES CO., LTD

北京市西城区宣武门西大街甲 127 号

金隅大厦 B 座

邮编：100031

美国缺电系列研究：历史成因与现实影响

2026 年 7 月 31 日

本期内容提要：

➤ 近年来，美国缺电问题引发市场高度关注。据北美电力可靠性委员会评估，在北美 23 个评估区域里，有 13 个区域在未来十年将面临电力资源充足性方面的严峻挑战。其中，5 个大区预计在 2028 - 2029 年，即使在正常天气条件下，已规划的电力资源也难以满足实际需求，达到高风险等级。Semi Analysis 于 2026 年 6 月最新发布的报告更是警告，美国电网可用于承载新增大型负荷的“剩余容量”最快将在 2027 年降至负值，远无法满足 AI 数据中心激增的电力需求，这意味着未来新建 AI 数据中心将越来越难依赖公共电网获得稳定供电。本文基于产业历史发展的视角，深入剖析美国电力系统的制度演变历程以及缺电问题的成因，力求探寻其在能源转型进程中的经验教训。

➤ 要理解美国当前的缺电，需将其置于电力制度演变的宏观脉络中审视。从更宏观的长周期视角看，我们认为美国电力行业并非渐进式演进，而近似归纳于危机催化下的两次电力制度跳跃式变革，但每次变革在解决当期核心矛盾的同时也暴露了新的问题。

① 1880-1930 年代：美国电力行业确立了以州级监管为核心、垂直整合垄断公司为主体的电力行业制度框架，实现电力制度第一次变革。技术与资本驱动的垄断形成：萨缪尔·英萨尔通过“交流电+蒸汽轮机”突破了爱迪生直流电技术瓶颈，实现长距离输电与规模经济，并以控股公司为载体、高杠杆推动电力行业整合，最终形成“发电-输电-配电”垂直一体化的垄断模式。到 1920 年代，8 家控股公司控制了全美 75% 的电力资产，但也暴露了财务不透明、风险交叉传染的隐患。大萧条触发改革：1929 年经济危机暴露了垄断弊端，美国联邦政府通过《1935 年公用事业控股公司法》拆解跨州控股公司，逐步确立了以州级监管为核心、垂直整合垄断公司为主体的电力行业框架，即州级监管机构以“成本加成”模式核定电价，保障企业“合理回报”，同时要求企业承担“普遍服务”义务。这一阶段，伴随经济发展，美国电力行业投资迎来长期、大规模增长的黄金发展期（电力装机容量增长 4 倍，发电量增长 6 倍，实际电价下降近 60%），但也形成了“高预期、强投资、弱回报”的过度发展期。

② 1970-1990 年代：美国重组电力市场，开放了发电行业的选择性竞争，实现电力制度第二次变革。鉴于美国电力需求增长的强预期（1970 年联邦政府预测 1990 年电力需求达到实际值的近 2 倍），持续推升煤电、核电等电源装机容量规模。然而，1973 年地缘政治危机引致的全球煤油气等能源价格大幅攀升，直接大幅推高发电成本，叠加经济衰退导致需求增速骤降，导致电力公司陷入“产能过剩、成本高企、财务危机”的困境期。此后，联邦政府通过《1978 年公用事业管制政策法》《1992 年能源政策法》等系列法案，逐步放开发电侧竞争、强制电网开放接入，开放了发电行业的选择性竞争。该制度创新性地引入竞争，使得州、地区、公共、私人、合作和联邦实体均可参与，但整体上电力



行业仍维持垄断地位，同时重塑了电力行业投资逻辑，即私人资本更倾向于投资周期短、灵活度高、成本低、回报快的电力项目（如天然气发电），弱化长期基础保障性投资，为后续电网韧性不足埋下隐患。

- 当前美国缺电的美国当前电力供应紧张并非总量性短缺，而是典型的结构性、区域性、时序性失衡，其直接原因在于发电、负荷、电网三大系统长期演进路径与 AI 驱动的新需求之间产生剧烈错配，导致“局部高需求”与“整体供给弹性不足”的矛盾凸显。发电端，电力市场化竞争变革下，私人部门投资更注重项目投资回报，而在电力需求停滞期和存量电源的过剩后，叠加气候政策对传统化石能源的约束，市场对未来电力投资普遍持谨慎态度，取而代之的是天然气发电和光伏、储能等新能源项目，过去近十年美国整体载运装机容量仅小幅增长且主要由风光储贡献，而水电、火电、核电等优质电源的体量总体呈下降趋势，某种程度上弱化了电力供给稳定性。负荷端，AI 产业爆发催生的超大型数据中心，正在重构电力需求格局，呈现显著的区域性（如得州、弗吉尼亚州的数据中心集群）、高增长性、持续稳定性的用电特征，叠加近年来极端天气频发多发直接扰动阶段性区域性用电需求，打破了过去制造业持续外流导致电力需求长期停滞和负荷相对稳定的局面。电网端，在过去州际监管体制和电网基础设施更新改造极度迟缓的局面下，美国多数区域电网的输电通道建于上世纪，老化现象严重，跨州输电容量不足，且分布式电源的并网调度能力差，进而导致局部供需失衡无法通过跨区输电缓解，进一步放大缺电风险。
- 当前美国缺电的深层次原因是美国电力体制机制的结构性缺陷，联邦政府缺乏统一的电力系统甚至能源转型的长期规划，以及在引导电力投资领域的政策工具相对有限，无法有效形成电力系统投资建设和调度响应“一盘棋”。一方面，美国联邦政府对电力系统缺乏统一规划权。私人资本逐利性与电力系统基础设施属性之间的矛盾，造成投资结构性失衡，输配电基础设施长期投入不足，电网老化、输电阻塞等系统性问题长期无人解决，跨州大型输电项目因各州利益难以协调、审批链条冗长、各自为政而推进异常艰难，进而导致美国高压电网建设严重滞。另一方面，联邦政府在电力领域的引导激励政策工具极为有限。当需要主动引导新增发电容量或加速电网升级时，联邦政府缺乏强有力的政策工具，只能依靠税收优惠等间接手段调节，更多依赖市场自发调节，而私人资本的顺周期特性使这种调节往往滞后于需求变化。此外，美国能源政策深受国内政治博弈与地缘战略等诸多因素的干扰。政党轮替使得能源政策方向频繁变动，在推动清洁能源转型和能源稳定供给之间缺乏连贯性，加之缺乏统筹的能源规划和政策环境下，叠加天然气和新能源发电的成本优势与环境优势，传统煤电出现无序出清。这一能源体制结构缺陷在需求平稳期尚不凸显，一旦需求出现非线性跃增，难以匹配稳定充裕的可替代能源，其供需矛盾将容易集中爆发。
- 美国积极应对缺电困局，拟加快电源和电网输电基础设施建设，包括延迟煤炭退役、新建气电、核电、和新能源电源、新增储能和改造电网等，但多项外部制约因素或牵制规划落地节奏。2024 年 4 月 8 日，美国总统发布了行政命令，对美国整体电力基础设施的原因及未来措施进行了综合性部署。随后在 9 月 18 日，美国能源部启动了“快速抵达能源”联邦行动计划，其中重要的一环是统计并加快电源和电网输电基础设施



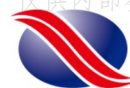
的开发速度，以应对日益紧张的电力供应。需注意的是，美国能源结构中各类能源在发展过程中均面临不同问题，短期内增长受限，难以及时响应 AI 带来的新增电力需求。2014-2024 年，水火核电装机已连续下降 10 年，累计减少 73.6GW，而至 2030 年仍可预见美国水火核总退役装机大于新增装机。美国天然气电厂建设周期长达 4-6 年，核电建设周期或达 10 年以上，未来两年可落地的新增燃气发电和核电项目规模极为有限；风光新能源建设规模增长较快，但需配套大规模储能，推高用电成本。与此同时，当前燃气轮机、高压变压器、高压断路器等核心电力设备交付周期已拉长至 3-4 年，其供给约束也直接制约电源装机效率。此外，项目融资、社区许可、电网并网排队、合规审批等多重流程卡点，或进一步拖慢了自备电源及电网配套工程的整体落地进度，形成“建设慢、交付慢、并网慢”的多重滞后困境。基于此，我们认为，美国仍将大力发展气电、核电以及新能源+储能等大规模可靠性电源，以便支撑未来能源电力需求，但短中期延缓存量煤电装机退役或是应急兜底的优先解。

- **特朗普 2025 年推行的“能源主导”政策，更多凸显资源现实主义逻辑，深度改变全球能源格局。**2025 年特朗普第二次就任美国总统，即宣布美国进入“国家能源紧急状态”，颁布《释放美国能源法案》，取消多项清洁能源补贴，撤销 LNG 出口码头建设暂停令。同年 7 月通过《“大而美”法案》，终止新能源相关税收抵免，简化传统能源开发审批，变相支持传统燃油车，将核电税收抵免延至 2036 年。同时，撤销拜登政府多项清洁能源相关基金与拨款，再次退出《巴黎协定》，缺席重要国际能源与气候会议。同年 11 月，能源部重组，新增了碳氢化合物和地热能办公室、聚变办公室，撤销了拜登政府设立的清洁能源示范办公室、能源效率和可再生能源办公室。部门设置直接转向特朗普 2.0 的“能源主导”，将石油与核能置于优先，取代了此前民主党政府着力发展可再生能源与提高能效的导向。我们认为，美国能源政策的转向更多凸显能源安全和资源现实主义，既能够契合其通过廉价且充足的化石能源作为推动“再工业化”和促使制造业回流的基础，也能够迎合其在传统油气产业公司和该区域选民的政治诉求，并通过发展相对优势的传统化石能源和核电等，进而弱化中国在风光和储能等新能源领域的影响力。同时也深刻影响着其他能源消费大国的能源转型政策，进而深刻改变全球能源消费格局。
- **美国“人工智能新时代”和“后《巴黎协定》时代”，叠加复杂多变的地缘政治形势，能源安全和能源转型均成为全球重大关切，有望重塑全球能源治理体系。**美国 AI 产业的迅猛发展带来的缺电问题，意味着人工智能产业竞争的关键必要条件之一在于获得稳定、可靠且可扩展的电力资源，尤其是极端负荷时快速部署响应的电源电力和电网设施，而这也是实现真正能源主权的重要基础。值得注意的是，美国缺电事件暴露出其能源规划缺乏统筹性，且在制定规划时往往存在高估能源供给、低估能源需求的倾向，换言之，能源供给是显性的可预测的，而能源需求爆发是隐性且不确定性的，容易被简单地线性外推。基于此，能源系统安全须具备适度“冗余度”与多元性，既要重视“电力能量”，更要关注“可靠稳定供给能力”。反观美国，特朗普再度退出《巴黎协定》，将发展重心偏向传统化石能源。一方面，加大国内煤炭、石油及天然气

的开采力度，并积极抢占国际市场份额；另一方面，调整能源领域的税收与贸易政策。这些举措不仅加剧了全球化石能源价格的波动，还直接对全球新能源产业链布局造成了冲击。亦需关注的是，即便在美国这样长期推行“退煤化”的国家，煤电凭借其可控成本与稳定供给的技术经济特性，依旧担当着应急缺电保障电源的重要角色，其他部分能源消费大国或可能重启传统能源以保障“能源安全”，进而迟缓全球绿色转型进程。

- 投资策略：基于前述分析，我们预计，在未来一段时间，能源安全的可及性、可靠性和持续稳定性，或将成为支撑各国经济发展和重构全球社会秩序的重要抓手，同时，全球能源治理体系或将由单一的绿色化导向转变为“化石能源与可再生能源双轨并行”的新态势。综合考虑美国现阶段缺电成因及应对措施，围绕能源产业链，建议自上而下可关注以下投资主线：**电源端**：政府主导公用装机叠加科技巨头自备电厂，气电、核电和风光等电源建设加速，带来燃气轮机、内燃机、小型核电反应堆、SOFC、风电和光伏装备及相关核心配件领域的投资机会；**电网端**：大规模电网基础设施升级改造带来的高压变压器、开关柜机等相关领域的投资机会。**储能端**：风光新能源装机推动储能需求高速增长带来的锂电池、固态电池和电化学储能等相关领域投资机会。**四是负荷端**：为满足数据中心终端负荷电量需求和精准适配跨区域电量调度调节，或催生绿电直连、虚拟电厂和智能电力交易等相关领域的投资机会。此外，美国再度拥抱化石能源及依托煤电的应急兜底，有望重塑全球能源供需格局，进而催化煤油气等传统化石能源资产的重估。

风险因素：全球经济超预期下滑；AI 产业发展不及预期；技术进步带来的能源替代加速；化石能源价格大幅下跌。



目录

一、美国电力系统发展历史沿革	8
1.1 1880-1930 年：技术诞生与快速发展，电力垄断巨头的出现	8
1.2 1930-1970：电气化快速增长，电力发展迎来“黄金时代”	10
1.3 1970-2000：危机下的“能源独立”与转向相对竞争	13
1.4 2000-2020：电力增长停滞，气电绿电大幅替代煤电机组	18
1.5 美国电力行业发展及制度变迁的历史总结	25
二、美国缺电现状：电力供需关系的区域性阶段性较为错配	29
2.1 美国缺电现状：电力快速增长、传统机组退役、基础设施薄弱	29
2.2 电力供给增长无法迅速响应需求的超预期增长	31
2.3 传统化石能源机组加速退役、新增风光机组有效容量不足	34
三、美国能源政策再转向，特朗普推行“能源主导”，重回化石能源，积极应对缺电问题	37
3.1 特朗普二次任上调整美国能源政策，推行“能源主导”战略	37
3.2 气电 2030 年前仍是美国主力电源，之后核电或成为主力，煤电延迟退役	39
3.3 基于美国电力发展与缺电困境的历史经验、制度反思与市场启示	44
投资策略	48
风险因素	50

表目录

表 1：1880-1930 年，美国能源电力重要政策与事件	9
表 2：1930-1970 年，美国能源电力重要政策与事件	13
表 3：1970-2000 年，美国能源电力重要政策与事件	17
表 4：2000-2020 美国能源电力重要政策与事件	24
表 5：特朗普第二任期内美国能源政策转向	37
表 6：2025 年后美国颁布大量煤电复苏政策	38

图目录

图 1：1890-1930，美国中央发电站装机容量快速增长（MW）	9
图 2：1920-1940，除了大萧条时期，美国发电总体增长较快(%)	9
图 3：1930-1950，美国经历过两次经济快速增长期，通胀维持较低水平(%)	10
图 4：1950 年后，美国经济整体维持高增长；1965 年后，通胀压力抬头(%)	10
图 5：1950-1970，美国发电量增速大部分时间维持在 6% 以上(千亿千瓦时，%)	11
图 6：1950-1970，美国迎来了煤电和气电的快速增长期	11
图 7：1962 年，电力是美国第一大产业，总资产 190 亿美元（上图）美国使用了全球超过 40% 的电力（下图）	12
图 8：1945-1970，新增发电容量主要来自新的燃煤电厂(kwh)	12
图 9：1970-1980 美国通胀压力较大(%)	14
图 10：1992-2000，美国非农失业人数单边下降	14
图 11：1970-2000，美国发电量基本维持正增长(千亿千瓦时，%)	14
图 12：1970-2000，美国各电源发电量（千亿千瓦时，%）	14
图 13：美国联邦电力委员会 1970 年所作长期电力需求预测与实际值比较	15
图 14：取消的核电与燃煤发电机组数	15
图 15：美国历年新增电力装机容量（依能源种类区分），燃煤发电建设在 1985 年后快速减少	16
图 16：2000-2010，美国制造业人数快速下降	19
图 17：2000 年后，美国工业部门用电几无增长(千亿 KWh)	19
图 18：2000-2020 美国电力几乎无增长(千亿千瓦时，%)	19
图 19：2008 后，美国燃煤发电快速下降(千亿千瓦时，%)	19
图 20：美国燃煤装机容量提升集中在 1967 年到 1986 年	20
图 21：美国燃气装机容量提升集中在 2000 年到 2005 年，早于页岩油气技术革命	21
图 22：美国天然气发电成本自 2008 年后持续下降(美元/百万英热单位)	22

图 23: 2010-2020, 全球风光发电安装成本下降.....	22
图 24: 2009-2025 年美国公用事业规模技术的平均平准化能源成本 (LCOE)	23
图 25: 美国风光发电装机容量提升集中在 2006 年到 2019 年.....	23
图 26: 2008 年后, 美国石油产量稳步增长(百万吨)	24
图 27: 2017 年后, 美国转变为天然气净出口国(十万亿立方英尺, 千兆英热单位)	24
图 28: 2000-2025 年美国装机容量与净发电量增长.....	29
图 29: 2000-2025 年美国各电源装机容量增长(GW)	30
图 30: 2000 年美国各电源装机容量占比	30
图 31: 2025 年美国各电源装机容量占比	30
图 32: 2000-2025 年美国各电源净发电量增长(千亿千瓦时)	31
图 33: 2000 年美国各电源净发电量占比	31
图 34: 2025 年美国各电源净发电量占比	31
图 35: 2026-2030 年美国缺电高风险预警地区.....	32
图 36: 美国夏季和冬季峰值电力需求增长趋势, 2024 年后陡峭抬升(十年)	33
图 37: 2027-2035 年 ERCOT 区域大型电力负载以数据中心为主(MW)	34
图 38: 2021-2025 年 ERCOT 区域冬夏电力需求同步快速提高(MW)	34
图 39: 2025-2035 年美国电力退役装机容量	34
图 40: 2025-2035 年美国核电、化石能源发电计划退役容量, Miso 区域达 35GW (MW)	35
图 41: 按项目阶段划分的天然气管道扩建项目预测, 获批项目占比较少(十亿立方英尺/天)	36
图 42: 按项目状态划分的未来 100 千伏以上输电线路里程, 输电项目数量的大幅增长主要体现在规划阶段(英里)	36
图 43: 2024—2025 年, 德州 ERCOT 数据中心提交新增负荷申请规模高达数十 GW, 同期真正获批接入仅约 1GW。	40
图 44: 北美”BYOG”模式的天然气装机容量预测至 2027 年快速增长	40
图 45: ProForma 反应堆的平准化能源成本已降低(\$/MWh)	41
图 46: 2024 各国核电建设成本, 美国仍旧较高(\$/KW)	41
图 47: IEA 预测, 2020-2035 年美国数据中心按燃料类型划分的发电量	41
图 48: 2008 年后, 美国煤炭产量消费量快速下滑, 2020 年后略有企稳(亿吨)	42
图 49: 美国煤炭消费与天然气的消费此消彼长, 呈较为明显的互补关系	42
图 50: 美国煤电退役速度在 2024-2025 年快速降低.....	43
图 51: 2025 年美国煤电延迟发电机组退役约 6GW.....	43

一、美国电力系统发展历史沿革

1.1 1880-1930 年：技术诞生与快速发展，电力垄断巨头的出现

1.1.1 工业革命后的快速发展期：垄断巨头、较为繁荣、大萧条

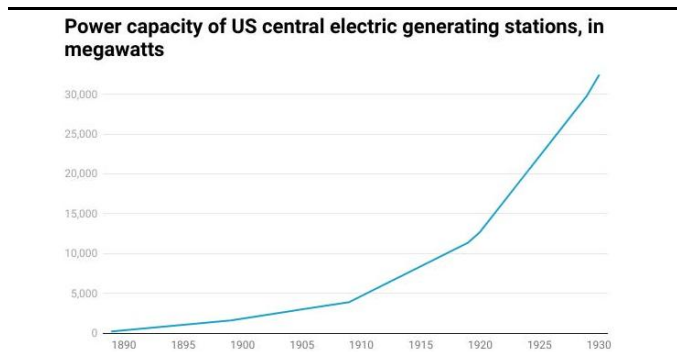
1860-1900 年：技术革命与工业崛起。自 1860 年南北战争结束以来，南方种植园经济对美国政策的束缚消除，北方工业资本主导战后重建。美国经济迅速发展，完成了从农业国到工业国的快速转变。在此过程中，以电力、电话、汽车为标志的第二次工业革命较大地推动了生产力，横贯大陆的铁路网建成，将美国连接成一个较大的市场，极大地促进了商品流通。于此同时，工业的高速发展带来了资本的迅速集中，托拉斯等垄断组织在钢铁（如卡内基钢铁）、石油（如洛克菲勒）、金融等行业大量涌现，也由此带来了贫富差距的快速分化以及生产过剩需求不足的矛盾。

1900—1930 年——垄断扩张、较为繁荣与大萧条。进入 20 世纪，福特制流水线将制造业效率推向新高，汽车产业崛起为新支柱，强力拉动了钢铁、石油、公路等上下游产业，并催生了分期付款的消费信贷扩张，使繁荣日益依赖对未来收入的透支。一战期间美国从长期债务国逆转，战后“柯立芝繁荣”持续了较长的时间，繁荣之下则是较为的社会经济矛盾，主要表现在：贫富差距快速分化，农业部门长期低迷，有效需求远跟不上产能的扩张，房地产泡沫与股市投机堆积了较大风险，财富分配的较为失衡使依靠信贷维持的繁荣较为脆弱。1929 年 10 月美国股市崩盘后，进入了“大萧条”时期。

1.1.2 商业整合与政府规制同步推进，电力行业初具雏形

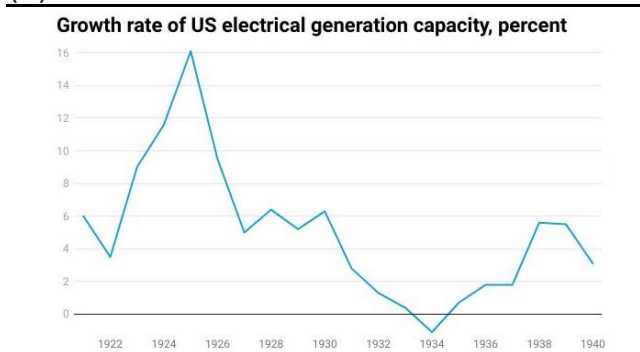
技术与商业的双重创新奠定了现代电力公用事业的雏形。电力产业的形成，始于直流与交流的路线之争。1882 年，爱迪生建成首座集中式发电厂，采用直流电系统，但电网如同封闭的“电力孤岛”，无法支撑跨区域调度。变革发生在 1890 年代中期，特斯拉发明、西屋电气商业化的交流电系统，使电厂可远离城市负荷中心，发电容量快速扩大，催生了供给侧规模经济，更让跨区域输电成为可能，为日后的广域联网和统一调度奠定了技术基石。交流电解决了“能做多大”的物理空间问题，而塞缪尔·英萨尔则破解了“如何做大且盈利”的商业难题。作为爱迪生曾经的秘书，英萨尔敏锐洞察到规模经济与负荷多样性的价值，即，不同用户用电高峰错开，使总负荷曲线更平滑，设备利用率得以提高。基于此，他在 20 世纪初掀起并购浪潮，于 1907 年将二十家公司整合为联邦爱迪生，构建起发电、输电、配电、售电垂直一体的垄断模式，成为现代电力公用事业的雏形。然而，电力行业的增长在大萧条后的 1930 年代放缓，发电厂的规模增加也相应停滞，蒸汽轮机的最大规模在 1950 年代之前保持不变。

图 1: 1890-1930, 美国中央发电站装机容量快速增长 (MW)



资料来源: 《The Birth of the Grid》 Brian Potter, 信达证券研发中心

图 2: 1920-1940, 除了大萧条时期, 美国发电总体增长较快 (%)



资料来源: 《The Golden Age of the Power Industry》 Brian Potter, 信达证券研发中心

控股公司模式以高杠杆驱动了行业整合, 却在在大萧条中暴露了系统性风险。电力行业的并购扩张需要大量资本支撑。大型电厂与输电网的长周期、重资产投入, 远超单一公司的资本能力, 公用事业控股公司模式由此盛行。该架构可将旗下子公司的资产和未来现金流打包, 发行更大规模的股票与债券来撬动社会资本; 同时能在体系内调配盈利子公司的现金流, 为新建项目供资或覆盖早期亏损。英萨尔借此迅速扩张, 然而, 高杠杆、多层嵌套的金字塔结构埋下了较为隐患: 真实财务状况被层层遮掩, 风险在不同层级间交叉, 而跨州运营实质上规避了单一州监管。大萧条期间, 这些弊端全面暴露, 联邦立法回应, 重塑了行业资本规则。

与产业扩张同步演进的, 是政府监管的逐步介入, 由此确立的“普遍服务义务”作为电力“特许经营权”的交换。早期电力公司仅受地方市政许可约束; 随着电网跨出城市边界, 监管管辖权上移至州一级。基于对电力网络自然垄断属性的承认, 州政府与电力公司达成“监管契约”: 授予特许经营垄断地位, 以换取普遍服务义务, 要求向服务区内所有用户提供可靠、可负担的电力。监管机构则通过价格管制, 确保企业能回收谨慎投资的合理成本。为可靠履行这一义务, 公司必须控制发电、输电、配电所有三个环节, 或通过长期合同锁定。这一要求较大鼓励了垂直整合, 使得特许经营垄断下的垂直一体化模式成为电力行业长达数十年的标准。

表 1: 1880-1930 年, 美国能源电力重要政策与事件

年份	政策/事件	影响
1880-1930	技术创新、规模经济与垄断巨头	技术进步驱动, 市场主导
1879 年	托马斯·爱迪生发明实用白炽灯泡。	标志着电力产业的起点, 创造了夜间的照明负荷。
1882 年	爱迪生在纽约珍珠街建成第一座集中式化石燃料发电厂。	建立了最早的集中式发电和配电模式。该系统基于直流电技术, 输电距离短, 形成本地化电网。
1896 年	西屋电气与特斯拉引入交流电技术, 赢得“电流之战”。	交流电可高压、远距离传输, 大幅扩展了发电厂的供电范围。
1907 年	塞缪尔·英萨尔整合多家公司, 组建联邦爱迪生公司。	英萨尔通过收购实现扩张, 开创了垂直整合的商业模式。
1914 年	45 个州建立了对电力公用事业的政府监督。	州级监管成为美国性趋势, 奠定了以州为基础的监管权力架构。
1920 年	国会通过《联邦水力发电法案》, 成立联邦电力委员会 (FPC)。	联邦政府开始介入电力监管, 负责管理水电站许可, 其管辖权后逐渐扩展至州际电力贸易。
1930 年	英萨尔通过控股公司, 控制着遍布 32 个州、资产超 5 亿美元的帝国。	私营公用事业公司 (IOUs) 集发电、输电、配电网于一身, 成为行业主流。

资料来源: 《The History and Evolution of the U.S. Electricity Industry》 UT Austin, 《A Brief History of Federal

Energy Regulations》 Peter Van Doren, 《Department of Energy Timeline》 Chris Edward, 信达证券研发中心

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com>9

1.2 1930-1970 年：电气化快速增长，电力发展迎来“黄金时代”

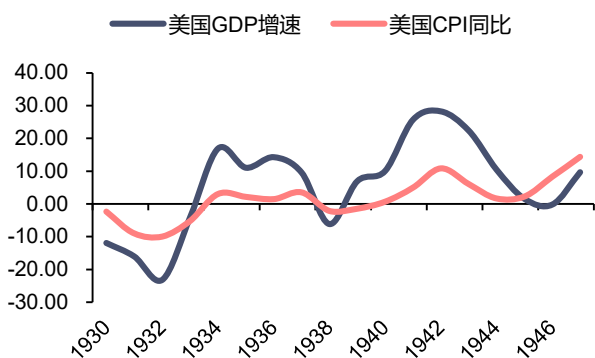
1.2.1 政府由放任到管制的角色转变：罗斯福新政、战时动员、战后凯恩斯主义

1930—1939 年：新政期间从自由到管制的初步角色转变。大萧条最初几年，联邦政府固守平衡预算与自由放任的管理模式，结果银行大规模倒闭、失业率大幅上升、国民收入大降。1933 年，在罗斯福上任后，政府角色发生根本转变。在产业与农业领域，尝试用限产提价的方式恢复价格，设定行业规则，并确立最低工资与工时标准。随后，政府干预进一步深化：推出美国性的养老金和失业保险体系，并以立法形式将工资与工时标准永久化。大规模的公共工程计划直接雇佣数百万失业者，赤字财政尚未成为具体的调控手段，但政府通过支出提振需求的手段已初具雏形。至此，联邦政府这个角色的权力和责任进一步扩大：金融稳定、公共福祉和就业促进，而“美债、通胀、就业率”一直是美国政府最关心的几个问题。

1940—1945 年：战时全面动员与国家主导的生产飞跃，二战将美国政府干预推向前所未有的高度，政府直接介入资源配置。美国政府设立专门机构管控物价、工资和原材料分配，将民用汽车、家电等生产线迅速转为军工生产，同时大规模采购激励厂商扩产。这一段时间，美国联邦政府第一次以总协调者身份全面配置资源，财政扩张和直接干预在危机时期的产出拉动能力，也改变了公众对政府职能的预期，为战后福利国家和大政府长期化奠定了心理和制度基础。

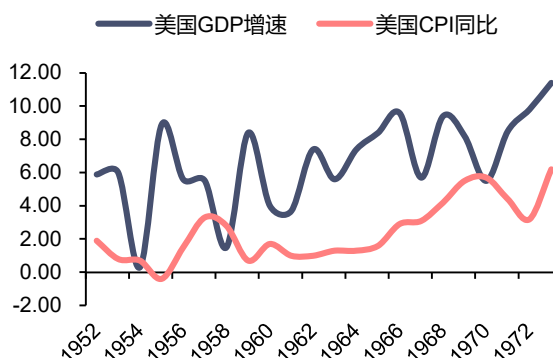
1946—1970 年：战后联邦政府并未退回战前的消极角色：就业法案正式赋予联邦促进充分就业和购买力的法定责任，凯恩斯主义从应急手段上升为常年管理方法。在随后 1946-1970 年间，政府有意识地运用减税、增加公共支出和调降利率等工具对冲经济下行，并在衰退时接受短期赤字。同时，社会福利大幅扩展：养老失业保险，医疗保障、教育、住房等领域的补贴增加。需求管理与福利扩张共同支撑了经济的持续增长，失业率在六十年代末降至历史低位。然而，持续多年的减税、福利扩张叠加海外军事冲突支出，导致财政赤字在六十年代后期快速膨胀，通胀压力抬头，播下了七十年代初体系危机和滞胀危机的种子。

图 3：1930-1950，美国经历过两次经济快速增长期，通胀维持较低水平（%）



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 4：1950 年后，美国经济整体维持高增长；1965 年后，通胀压力抬头（%）



资料来源：iFind，信达证券研发中心

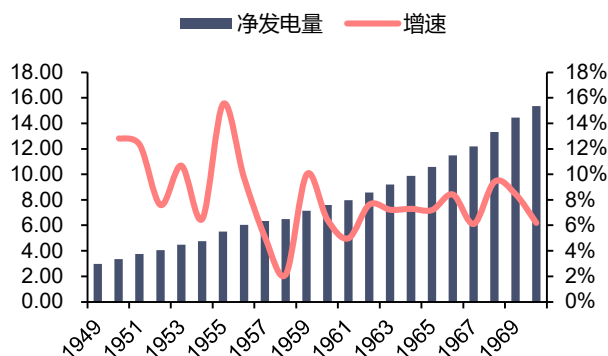
1.2.2 电力产业高速发展时代，联邦政府加强宏观调控

新政以强力监管终结公用事业控股公司模式，在联邦政府深度介入下确立了私营垄断为主体、兼顾普遍服务、以州为管辖主体的电力体制。1929 年大萧条激起了公众对金融垄断资本的不满，电力作为生活必需品被纳入新政改革核心。1935 年成为分水岭，《公共事业控股公司法》（PUHCA）与《农村电气化法案》（REA）相继出台。PUHCA 直指公共事业控股公司，要求其业务整合于单一地理区域并接受州直接监管，奠定了此后六十年以州为基础、严格成本加成的垂直整合垄断模式。REA 则承担了电力普及的社会使命，通过联邦低

息贷款支持农村非营利合作社，将电网延伸至市场资本不愿触及的乡野，使农村电气化率从约 10% 上升至 90% 以上。政府监管的加强由此与私营垄断的主导地位绑定，支撑了随后的全面电气化与工业繁荣。

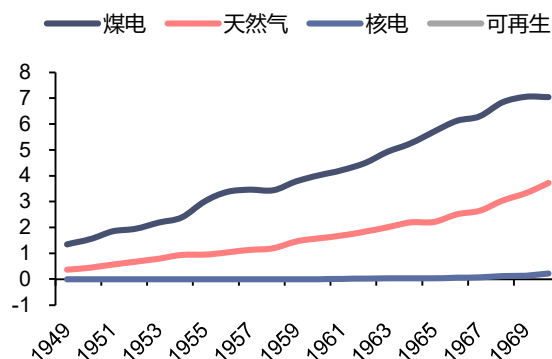
1950 至 1970 年间，美国电力行业经历了快速扩张期。全美净发电总量从约 3,340 亿千瓦时大幅攀升至约 15,350 亿千瓦时，实现了约 5 倍的增长。这一期间，各类电源均实现了强劲的增长：煤电依然是主力，发电量从约 1,550 亿千瓦时上升至约 7,040 亿千瓦时，增长了近 3.5 倍；天然气发电量则从约 450 亿千瓦时增至约 3,730 亿千瓦时，成为这一时期增长最快的能源之一。此外，核电作为新兴力量实现了从零到有，其发电量在 1970 年已达到约 220 亿千瓦时。

图 5：1950-1970，美国发电量增速大部分时间维持在 6% 以上 (千亿千瓦时, %)



资料来源：iFind，信达证券研发中心

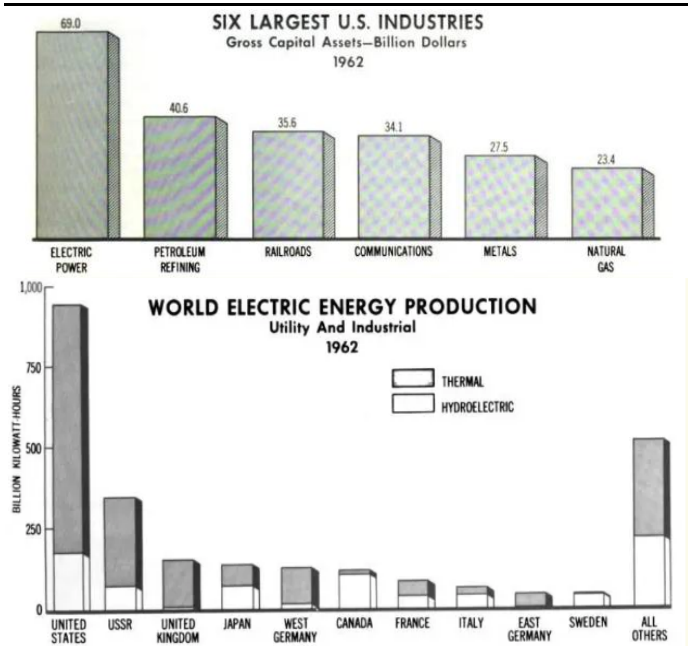
图 6：1950-1970，美国迎来了煤电和气电的快速增长期 (千亿千瓦时)



资料来源：iFind，信达证券研发中心

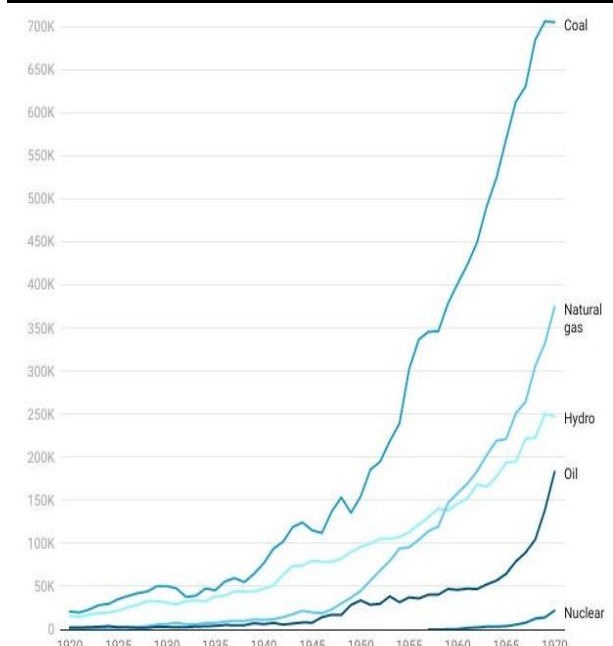
美国电力工业于二战后迎来高速发展的“黄金时代”，实现了规模、效率与电气化普及的全面上升。1945 至 1965 年间，美国发电容量增长 4 倍，发电量增长 6 倍，行业年增速约 7%，远超整体经济增速的两倍。家庭年均用电量从 1200 千瓦时激增至近 5000 千瓦时，冰箱、洗衣机等家电基本普及，空调、彩色电视等大功率用电器加速入户。规模经济与技术进步持续驱动成本下降，逾 500 兆瓦的大型电厂从 1948 年的 2 座增至 1972 年的 122 座，热效率同期翻了一番有余。得益于此，电价实际下降近 60%。新增容量以燃煤为主，天然气发电占比从 7% 升至 20%。至 1960 年代，电力工业跃居美国资产规模最大行业，仅美国消耗全球逾四成电力。在这个阶段，电力基础设施也进行了充分发展，为了将电力输送给用户，电力公司在 1950 年至 1963 年间修建了近 80,000 英里的输电线路。

图 7：1962 年，电力是美国第一大产业，总资产 190 亿美元（上图） 美国使用了全球超过 40% 的电力



资料来源：《The Golden Age of the Power Industry》Brian Potter，信达证券研发中心

图 8：1945-1970，新增发电容量主要来自新的燃煤电厂 (kwh)



资料来源：《The Golden Age of the Power Industry》Brian Potter，信达证券研发中心

在稳固的监管契约下，私营垄断主导了长达数十年的稳定扩张与区域互联，缺乏竞争转嫁成本为日后改革埋下了伏笔。在 PUHCA 与《联邦电力法》框架下，垂直整合的私营垄断公司始终占据绝对主导地位，他们主导建设和运营，州政府授予垄断并审批成本和电价。1965 年东北部大停电后，成立了北美电力可靠性委员会（NERC），协调行业自我监管以保障可靠供电；公用事业公司通过输电共享与电力联营，统筹发电资源以降低成本，美国性互联电网进一步巩固了规模优势。然而，客户自始至终被锁定，无供应商选择权。1970 年代石油危机与通胀导致发电成本大幅上升，缺乏竞争压力的私营垄断公司非但无动力控制成本，反而通过成本加成机制将高价完全转嫁给用户。垄断本身已削弱了行业追求可靠性与效率的内在动力，为日后的改革埋下了伏笔。

联邦政府以价格管制、产量限制和进口配额为手段对能源市场实施全面干预，在 1970 后放大了供需问题。石油市场方面，1930 年代各州获联邦授权限产抬价，1959 年又以国家安全为由实施进口配额，将国际石油公司排除于美国市场之外，促使石油转向欧洲并压低全球油价，间接刺激了欧佩克的组建。至 70 年代，尼克松政府的价格管制只针对大型石油公司，导致独立加油站较为短缺；政策追求能源独立，结果却加重了进口依赖。**煤炭领域**，1935 年《格菲法案》开启价格与劳动管制，偏袒高成本的工会煤矿；战后高成本阵营转而借助安全立法与环境法规排挤低成本竞争者，1969 年《煤矿健康与安全法》和 1977 年《清洁空气法》等法规很大程度上沦为产业内部打压对手的工具。**天然气领域**，1954 年最高法院裁定井口价格须受联邦管制，州际天然气价格被实质冻结十余年，生产商将供应转向不受管制的州内市场，也不进行新的天然气勘探。在此期间，政府呈现了较强的“计划性”，对能源价格与市场的直接行政干预，抑制了能源供给并在 1970 后加剧了能源价格波动。

表 2：1930-1970 年，美国能源电力重要政策与事件

年份	政策/事件	影响
1930-1970	电力公用事业框架确立、政府监管时代	经济环境驱动，政策主导
1932 年	罗斯福竞选总统，誓言打破电力垄断。	电力改革成为国家政治议程的核心，为后续的新政改革铺路。
1933 年	成立田纳西河流域管理局 (TVA)。	联邦政府通过“公共电力”模式实现区域综合治理与扶贫。
1935 年	国会通过《公共事业控股公司法》(PUHCA)。	里程碑式监管法案。它将 IOUS 运营限制在单一地理区域。 从根本上重塑了行业的资本和组织结构。
1935 年	国会通过《联邦电力法》。	将 FPC 的监管权从水电扩展至州际电力批发和输电业务， 联邦监管权力得到实质性地扩大和巩固。
1936 年	国会通过《农村电气化法案》(REA)。	通过低息贷款支持成立农村电力合作社， 到 1945 年，农村电气化率从 13% 上升至 90%。
1938s	《天然气法》授权联邦电力委员会监管州际天然气销售价格并限制州际管道建设。	给该行业的投资和竞争带来了负面影响。该法案并未明确联邦电力委员会是否拥有对井口天然气价格的监管权。
1954 年	《原子能法》结束了政府对原子能研究的独家控制，	为核电产业的发展铺平了道路。
1954 年	最高法院就 <i>菲利普斯案</i> 作出裁决，允许联邦政府对井口天然气价格进行监管。	价格管制导致对新供应的投资不足，已探明储量停滞不前， 这些扭曲最终导致 20 世纪 70 年代天然气普遍短缺。
1959 年	政府实施“强制性石油进口配额”，以限制低成本石油进口。	其效果之一是压低国际油价，这反过来又促进了 1960 年石油输出国组织（欧佩克）的成立。
1971 年	理查德·尼克松总统根据 1970 年《经济稳定法》赋予的广泛权力，对经济实施了普遍的价格和工资管制。	· 对大多数行业的价格管制很快被逐步取消，但对能源的管制被保留下来，有时在随后的几年里还会加强。
1972 年	联邦电力委员会对取暖油设定价格上限	导致冬季取暖油短缺

资料来源：《The History and Evolution of the U.S. Electricity Industry》UT Austin，《A Brief History of Federal Energy Regulations》Peter Van Doren，《Department of Energy Timeline》Chris Edward，信达证券研发中心

1.3 1970-2000 年：危机下的“能源独立”与转向相对竞争

1.3.1 宏观环境：滞胀困境、货币紧缩以及经济复苏

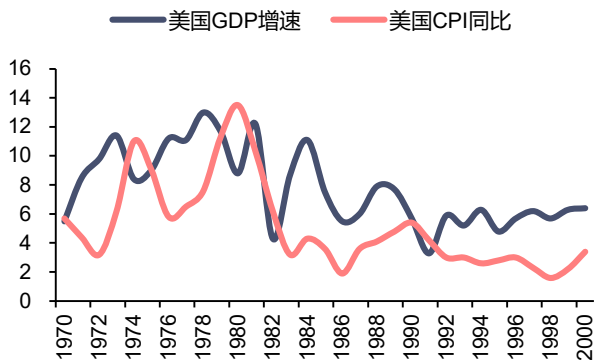
1970—1982 年：滞胀困局。进入七十年代，美国经济遭遇高通胀与高失业并存的滞胀难题，战后盛行的政府干预信条陷入失灵。外部石油供应冲击大幅推升能源成本，但根源更在于此前长期推行扩张性财政与宽松货币的累积效应。货币政策在收紧与放松之间反复摇摆，既未能根除通胀预期，又加大了产出波动。布雷顿森林固定汇率体系解体后，美元贬值虽有助于出口，也输入了额外通胀压力，到七十年代末，物价涨幅达到两位数，1980 年 CPI 同比达 13.5%。

1982—1990 年：货币紧缩与供给端改革。面对失控的通胀，决策思路发生根本转向。央行果断将利率推至历史高位，不惜以短期深度衰退为代价，成功击溃持续多年的通胀预期。与此同时，行政与立法部门推动一轮旨在释放市场活力的结构性改革：削减所得税税率，简化税制，以激励投资和劳动供给；大范围解除对民航、电信、能源及金融等行业的管制，打破垄断、引入竞争，美国的“计划经济”时代由此结束。结果是通胀率从两位数快速回落，经济自 1983 年起进入持续扩张期，就业恢复增长。政府角色的重心从需求管理转向为市场创造稳定的价格环境和制度空间。

1990—2000 年：财政纪律、技术繁荣与全球化红利。进入九十年代，联邦政府政策重点在

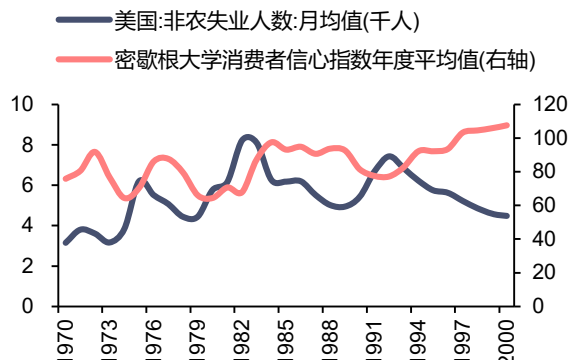
延续市场化改革的同时，转向恢复财政健康。信息技术革命的爆发提升了生产率，互联网商业化催生新的产业群落。政府积极推动多边与区域贸易协定，降低关税和非关税壁垒，加速了资本和商品的跨境流动，既拓展了海外市场，也使国内消费者享受廉价进口商品的红利。整个十年美国失业率持续走低，通胀温和，股市大幅上扬，但也出现资本市场泡沫积聚、传统产业就业承压等问题。

图 9：1970-1980 美国通胀压力较大(%)



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 10：1992-2000，美国非农失业人数单边下降

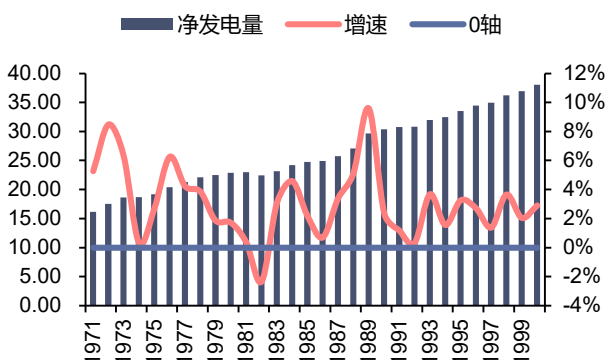


资料来源：iFind，信达证券研发中心

1.3.2 电力改革的背景：能源危机、需求误判和电力使用成本上升

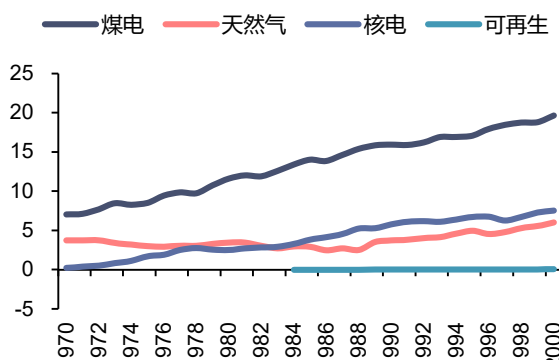
从 1970 年到 2000 年，美国总发电量由约 1.6 万亿千瓦时增至约 3.8 万亿千瓦时，电源结构出现了一定变化。两次石油危机导致油价暴涨，电力行业大幅削减昂贵的石油发电；同时，成本低廉、储量丰富的煤炭成为替代主力，在 1970 年投资潮后，煤电发电快速提升，1970-2000 由 0.71 万亿千瓦时升至 1.97 万亿千瓦时。天然气发电经历了先抑后扬的变化：1978 年《发电厂和工业燃料使用法》禁止新建燃气电厂，1970-1983 由 0.27 万亿千瓦时；此后放松管制及《清洁空气法修正案》增加了煤炭的环境成本，天然气发电在 1990 年代回暖，至 2000 年提升至 0.60 万亿千瓦时。核电在石油危机推动下快速崛起，至 2000 年为 0.75 万亿千瓦时。

图 11：1970-2000，美国发电量基本维持正增长(千亿千瓦时,%)



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 12：1970-2000，美国各电源发电量（千亿千瓦时,%）



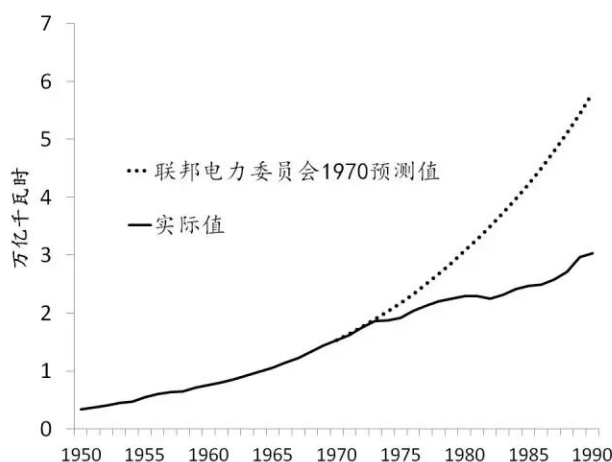
资料来源：iFind，信达证券研发中心

1973 年的石油禁运不仅直接冲击了发电成本，更误导了电力行业的投资方向。禁运使油价上涨，依赖进口石油的东北部电厂运营成本骤升。但更较为的是，业界普遍误判形势，认为高油价将使用户大量转向电力，于是反而加速推进大型核电和煤电项目。与此同时，高通胀和高利率让项目融资成本大涨，1979 年三哩岛核事故后监管标准又骤然收紧，大量在建核电站被迫修改设计、追加投资，工期不断拖延。

对电力需求长期趋势的集体误判也是这场行业危机的原因之一。1970 年美国电力普查预测，1990 年美国电力需求将达 5.8 万亿千瓦时，事后证明高估了九成以上。误判的根源在于经验惯性：此前二十多年，油价稳定、经济高速增长，电力需求年均增长约 7%，形成一条持续上扬曲线。这使产业界和政府倾向于认为增长将一直持续，一定程度上忽视了 1974 年前后需求出现的拐点。石油危机带来的经济衰退和节能运动，使电力需求增速放缓，但投资规划仍沿着过往的增长曲线推进。

错误的投资决策与需求放缓叠加，最终导致了较为的产能过剩和财务困境。许多已启动建设的核电和煤电机组，在需求明显不足的情况下仍继续施工，最终因用不上而被迫取消。大规模过剩产能形成后，前期为建设电厂借入的资金却要照付利息、按期还本，沉重的财务负担使电力公司经营极为困难，整个发电行业面临较为困境。这些再也无法通过电价回收的“搁浅成本”，成为后来推动电力改革的直接经济压力。

图 13：美国联邦电力委员会 1970 年所作长期电力需求预测与实际值比较



资料来源：《也曾遭遇煤电过剩，美国电力产业转型是如何做到的？》
杨启仁，信达证券研发中心

图 14：取消的核电与燃煤发电机组数

年度	核电机组	燃煤机组
1974	9	19
1975	13	3
1976	1	8
1977	10	na
1978	13	2
1979	6	4
1980	15	2
1981	9	6
1982	18	na

资料来源：《也曾遭遇煤电过剩，美国电力产业转型是如何做到的？》
杨启仁，信达证券研发中心

发电成本由降转升与监管机构拒绝成本转嫁的冲突，构成了推动电力市场化改革的直接经济动力。在 1970 年代之前长达七十年的时间里，美国发电成本大致呈现缓步下降的趋势。由于电力具有自然垄断属性，各州设立公共事业委员会，依据成本加成法核定电价。成本持续下降使得电力公司每隔几年便因获利超过法定上限而主动申请降价，政府欣然同意，消费者也乐享越来越廉价的电力，三方利益高度契合。然而石油危机彻底逆转了这一良性循环。大规模过剩产能的出现，使得电力公司的成本构成快速膨胀，沉重的贷款利息与本金偿还压力迫使其向州监管机构申请提高电价。但公共事业委员会的立场已然改变，他们认为成本上升并非源于不可控的外部因素，而是电力公司自身的错误规划与投资失误所致，因此不应将过剩产能的沉没成本转嫁给消费者，政府、企业与消费者之间原有的利益平衡宣告瓦解，市场化改革由此被推上议程。

1.3.3 制度改革下，电力市场由垄断转向全面竞争

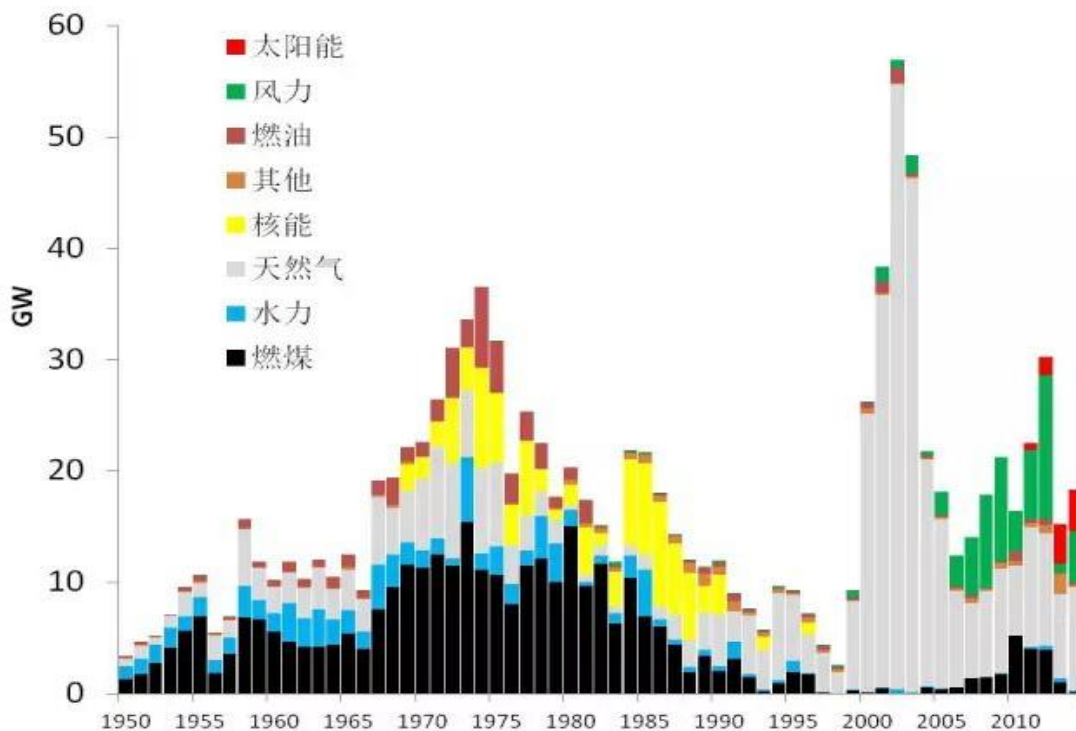
美国在 1970 年代末期发电产能较为过剩，电价却不断上涨，因此成为美国联邦政府推动电力事业管制政策改革的好时机，希望借由改革开放、引进竞争，以提高电力产业的经营效率。在这段期间，影响最深远的电力体制改革就是 1978 年的公共事业管制政策法(Public Utility Regulatory Policies Act)。

1978 年的《公共事业监管政策法案》(PURPA)打破了电力行业的垄断格局。该法案本意是应对能源危机、鼓励节能和替代能源，但其中“合格设施”的规定却带来了深远影响。它

要求垄断电力公司必须以“可避免成本”——也就是自己发电或外购电的边际成本——全额收购热电联产和小型可再生能源设施所发的电。强制购电安排创造了不受传统监管的独立发电商群体(IPP)，他们凭借长期购电合同就能从银行获得项目贷款，投资热情高涨。更重要的是，它用事实证明发电业务并非天然垄断，完全可以引入竞争。此外，独立发电商在政策博弈中的影响力逐渐增强，为后续更深层的市场化改革铺平了道路。

天然气管制的放松不仅为自身行业带来了活力，也为电力改革提供了范本和廉价的燃料基础。上世纪 70 年代末美国开始放开天然气井口价格管制，随后联邦能源监管委员会在 1985 年和 1992 年先后发布 436 号令和 636 号令，要求管道公司将运输服务与天然气销售业务分开，并向第三方开放管道容量。竞争让天然气价格更加合理，供应更加充足。对电力行业而言，这意味着新建的燃气联合循环电厂能够获得稳定、廉价的燃料，竞争力大为提升。同时，经历了此前发电过剩的教训，电力公司在需求前景不明朗的背景下，更倾向于投资造价低、建设期短、产能利用灵活的天然气电厂和风电场，而资本密集、建设周期漫长的大型煤电和核电机组则逐渐失去了吸引力。仅在 2010 年前后，气电、绿电成本还未具备明显优势时，煤电在一段短暂窗口期内进行少幅投产。

图 15：美国历年新增电力装机容量（依能源种类区分），燃煤发电建设在 1985 年后快速减少



资料来源：《也曾遭遇煤电过剩，美国电力产业转型是如何做到的？》 杨启仁，信达证券研发中心

1992 年《能源政策法案》与 1996 年联邦能源监管委员会第 888 号令，发电侧的竞争被完全放开，IPP 与传统公用事业公司进行同地位竞争。1992 年的法案首次在联邦法律层面授权监管机构强制要求输电设施所有者，为其他电力供应商提供输电服务。基于这一授权，1996 年的第 888 号令明确要求拥有州际输电设施的电力公司，必须无歧视地向第三方开放使用电网，并公布标准输电费率。这意味着发电业务与输电业务在功能上和财务上必须分开，电网不能再被用来排挤竞争对手。命令还推动了独立系统运营商的设立（如目前电网覆盖全美的 PJM，德州的 ERCOT 等），由这些中立机构负责调度电网和运行批发市场，将电网资产所有权与实际运营权分离开来，从而在保持输电网自然垄断属性的同时，为发电侧的竞争创造了公平平台。2005 年的《能源政策法案》出台，是对于 2000 年加州电力危机的反馈，也赋予联邦监管机构更严厉的市场监管和反操纵权力，同时正式废止了实行七十年的

1935 年控股公司法案。此时，美国电力行业已形成了一个分层竞争的结构：各州的公共事业委员会（PUC）决定电厂必要的建设许可，ISO/RTO 运行电力批发市场同时审批电力项目的并网，输电和配电网继续作为受监管的自然垄断环节运行；而在部分实行零售选择的州，售电侧也引入了竞争。

确保电力公共服务的“普遍服务义务”迭代为 RMR 合同。长期以来，美国电力行业主要以特许经营权为基础运作。地方政府（通常是市政府）会授予特定公用事业公司一份“特许经营权”，使其成为特定地理区域内电力服务的垄断供应商。作为回报，该公司需承担“普遍服务义务”，例如为区域内所有用户提供可靠、不间断的电力供应。FERC 发布了第 636 号命令（重组规则），强制要求将销售服务与运输服务分离，打破了原有的地域垄断，旨在引入竞争，降低批发电价。但也带来了新的问题：发电商可以自由选择市场中出售电力，而当某个关键机组因经济性不佳决定退役时，电网运营商便失去了确保局部供电可靠性的强制性工具。在这种背景下，RMR 合同作为应对市场失灵的制度工具应运而生。FERC 在监管实践中逐步明确，当电网运营商评估认定某个即将退役的机组对局部系统稳定至关重要时，可援引 RMR 机制要求其继续运行。最初的 RMR 合同形式的核心是要求特定机组在系统需要时必须保持运行或待命，在电力交易市场中，将维系物理电网稳定性的“普遍服务义务”，用市场化契约的形式得以保留。

表 3：1970-2000 年，美国能源电力重要政策与事件

年份	政策/事件	
1970-2000	“能源独立”愿景、电力市场化改革	经济环境驱动，政策主导
1973 年	阿拉伯石油禁运引发第一次石油危机。	导致能源价格大幅上升，彻底终结了廉价能源时代。公用事业公司形成“燃料价格和电力需求将持续上涨”的误判，推动了高成本煤电和核电的大规模建设。
1973 年	理查德·尼克松总统启动了“独立计划”	能源短缺促使政府层面改变，旨在到 1980 年实现能源独立。
1974 年	《能源供应和环境协调法》鼓励发电厂以能源自给自足的名义燃烧煤炭	进一步推动了煤电的建设
1978 年	国会通过《公共事业监管政策法案》(PURPA)。	打破垄断的第一步。它强制传统电力公司必须以“可避免成本”向“合格发电设施”购买电力，催生了独立发电商 (IPP) 这一新群体，之前只有各州的公共事业电力公司可以合法经营发电业务。
1978 年	国会通过《发电厂和工业燃料使用法案》(PIFUA)。	政策误判的典型。禁止新建电厂使用天然气，导致了一波煤电建设潮。该法案于 1987 年废除。
1978 年	国会通过《天然气政策法案》，开始逐步解除天然气井口价格管制。	开启了天然气市场化改革的序幕，为日后廉价、丰富的天然气供应及电力的市场化改革提供了范本。
1979 年	三哩岛核泄漏	为核电发展蒙上了不确定的前景，后续的核电审批几乎暂停。
1980 年代	电力购买协议 (PPA) 作为金融工具被广泛应用。	金融创新。IPP 凭借与公用事业公司签订的长期、固定价格的 PPA，可轻松获得项目融资，加速了资本向发电侧的涌入。
1981 年	里根总统发布第 12287 号行政命令，	废除对石油和石油产品的价格管制以及对石油进口的限制。
1985 年	FERC 发布第 436 号令，要求天然气管网提供“开放接入”。	天然气市场改革的里程碑。使得下游用户可以绕过管网公司直接从生产商购气，较大推动了天然气市场的竞争和效率。
1992 年	国会通过《能源政策法案》。	里程碑式立法。授权 FERC 命令电网所有者提供“转运”服务，从法律上使发电业务与输电网在法律上彻底分开，促进了批发市场的竞争。也包含了大量对节能和替代能源的补贴和税收优惠。

1996 年	FERC 发布第 888 和 889 号令。	市场化重组的“成人礼” 。第 888 号令强制要求输电设施开放接入化；第 889 号令要求建立信息公开系统。从操作层面确立了全网竞争的基本规则，催生了独立系统运营商(ISO)。
1999 年	FERC 发布第 2000 号令，要求成立区域输电组织 (RTO)。	进一步优化市场结构，鼓励跨州的、区域性的、更独立的电网运营实体(RTO)的形成。 ISO/RTO 则具体负责编制本区域的输电发展规划。规划的核心是确保电网不，而非为美国制定统一的新增发容量目标。
2000-01 年	加州电力危机爆发。	市场化改革的重大挫折。市场设计缺陷与人为操纵等因素导致电价飞涨、拉闸限电。
2005 年	国会通过《2005 年能源政策法案》(EPACT2005)。	作为对加州危机的回应，该法案赋予 FERC 新的权力以监管市场操纵行为。同时，法案废除了 1935 年的《公共事业控股公司法》(PUHCA)，标志着新形式监管框架终结。

资料来源：《The History and Evolution of the U.S. Electricity Industry》UT Austin，《A Brief History of Federal Energy Regulations》Peter Van Doren，《Department of Energy Timeline》Chris Edward，信达证券研发中心

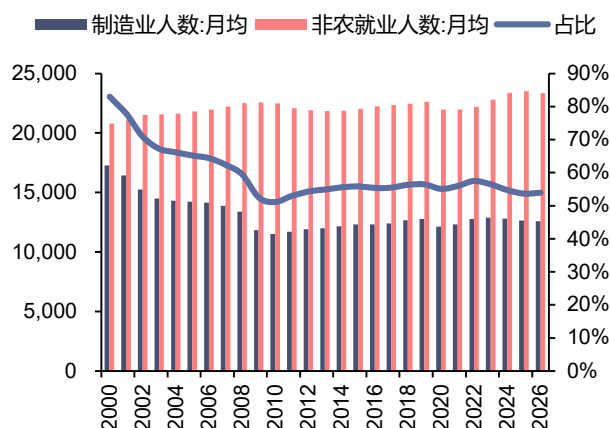
1.4 2000-2020 年：电力增长停滞，气电绿电大幅替代煤电机组

1.4.1 制造业外移，金融服务业成为拉动经济增长的主力

进入 21 世纪，贸易自由化深化与新兴经济体制造业竞争力增强，加速了美国本土劳动密集型及部分中高端制造环节向外转移。纺织、家具、消费电子等传统产业的国内产能快速萎缩，汽车与机械制造核心工序虽仍部分保留，但零部件供应网络大规模向海外延伸。这一时期，联邦政府延续低利率与消费刺激导向，进一步强化了以服务业和进口满足消费的增长模式，本土制造业在成本压力下面临持续萎缩。制造业就业人数在 2000—2010 年间下降近三分之一，工业用电量从峰值持续回落。尽管 2008 年金融危机后，财政当局推出若干针对制造业的援助与税收激励，试图将新能源和先进制造作为再工业化抓手，但其对整体就业和产出占比的提升效果有限。制造业增加值占比降低，去工业化结构特征持续加深，产业链的对外依赖程度上升。

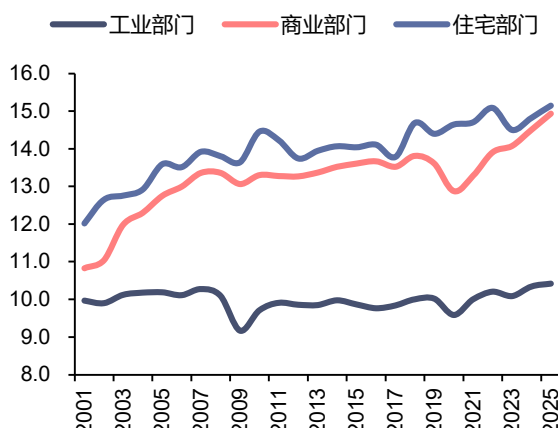
金融、保险、房地产与专业服务业持续替代制造业成为 GDP 增长主引擎，政府在危机救助和经济刺激中的政策重心进一步向维护金融稳定和提振消费倾斜。美国经济结构在这一时期加速转向服务业主导，金融、保险、房地产和专业商业服务成为增加值与就业增长的主要贡献来源。金融部门资产规模快速扩张，证券化与衍生品市场高度发达，住房抵押贷款链条深度嵌入消费循环，家庭债务与资产价格波动对宏观经济的影响力上升。政府在应对 2001 年温和衰退和 2008 年金融危机时，将维护金融市场稳定置于优先位置。货币当局长期维持较低利率，服务业成为经济波动的缓冲器和增长的核心支柱。

图 16: 2000-2010 年, 美国制造业人数快速下降 (千人)



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 17: 2000 年后, 美国工业部门用电几无增长 (千亿 kWh)

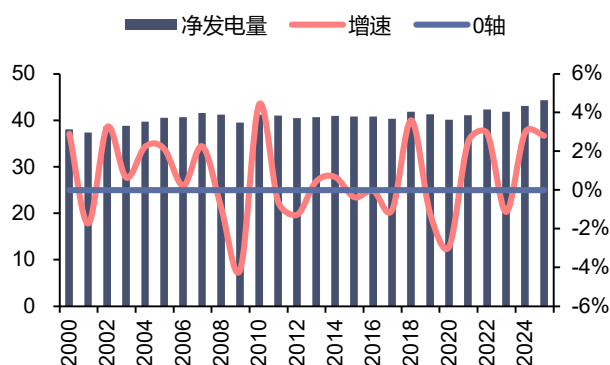


资料来源: iFind, 信达证券研发中心

1.4.2 总用电量平稳, 气电和风光发电的发展对煤电大量替代

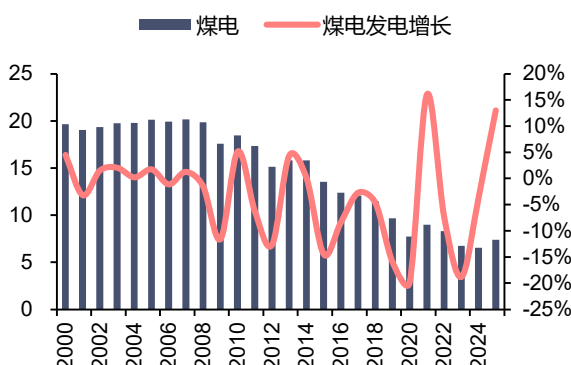
2000 年至 2020 年间, 美国总发电量从约 38,022 亿千瓦时微增至 40,432 亿千瓦时, 整体增长平缓, 发电结构与能源消费模式发生了较大变化。2000 年, 煤电 (占比约 51%-52%) 是美国电力系统的绝对主体, 天然气发电 (约 15%-16%) 远少于煤电, 核电 (约 20%) 和含水电在内的可再生能源 (约占 9%) 扮演辅助角色。页岩气革命带来气价长期走低, 叠加《清洁空气法》等环保法规的持续驱动, 煤电因成本与排放劣势从峰值加速下跌, 2020 年发电量仅约 7,740 亿千瓦时, 占比跌至约 19%, 当年煤电发电量首次低于核电与可再生能源。天然气发电则凭借低成本与灵活高效的联合循环技术持续扩张, 2020 年发电量达约 16,170 亿千瓦时, 占比大幅上升至约 40%, 一跃成为美国第一大电源。核电在 20 年间发电量保持平稳, 2020 年占比约 19%, 基本维持在 2000 年的水平。可再生能源在联邦税收抵免与各州配额制的激励下快速增长, 2020 年发电量达创纪录的 8,340 亿千瓦时, 约占总发电量的 21%, 超越核能和煤电成为仅次于天然气的第二大电源。

图 18: 2000-2020 年, 美国电力几乎无增长 (千亿千瓦时, %)



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 19: 2008 年后, 美国燃煤发电快速下降 (千亿千瓦时, %)

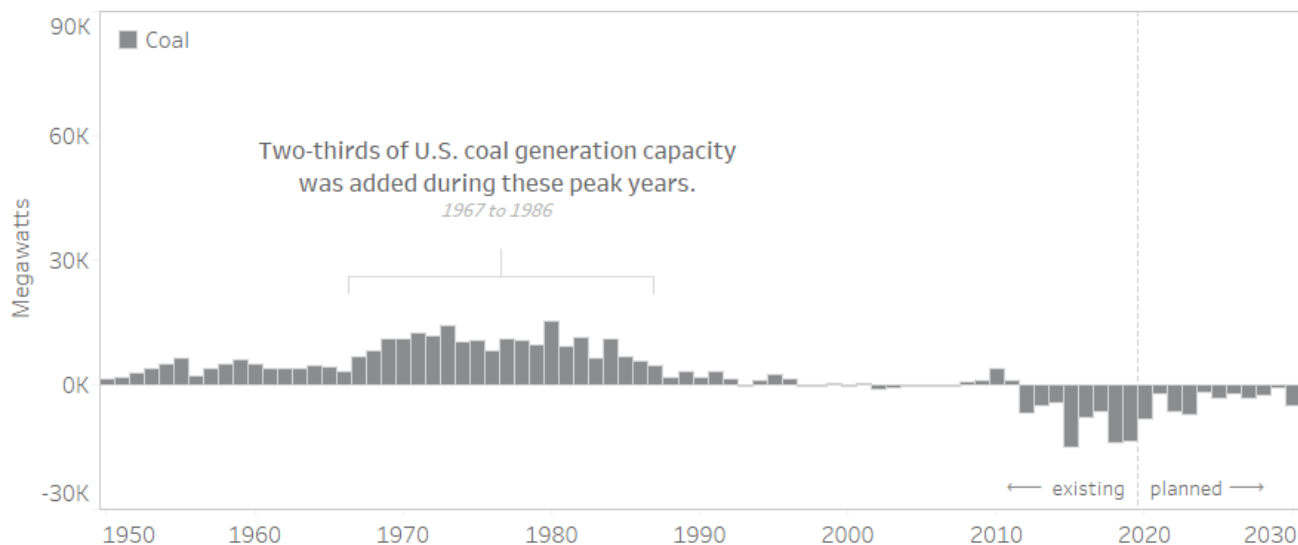


资料来源: iFind, 信达证券研发中心

1960 年后期开始的煤电建设热潮, 使美国煤电产能较为过剩, 后续新建需求几乎消失。如上文所提到的, 基于对于电力需求的乐观误判, 在 1967 年至 1987 年这二十年间, 美国经历了燃煤电厂的“大规模建设”, 新增装机容量达 202,416 兆瓦, 约占当时美国燃煤发电总装机容量的三分之二。到 1990 年代, 美国的电力装机容量整体上已经处于比较充裕甚至过剩的状态。进入 21 世纪后, 随着节能技术的广泛普及和重工业持续外流, 美国的电力需求增长陷入长期停滞。在这样的大背景下, 新增的用电需求十分有限, 电力市场供过于求, 电网根本没有必要再去吸收任何新建的大型燃煤电厂。这批建于大并网时代的煤电机组, 不仅

占据了大量的发电空间，也让后来者面临几乎为零的市场空间。

图 20：美国燃煤装机容量提升集中在 1967 年到 1986 年



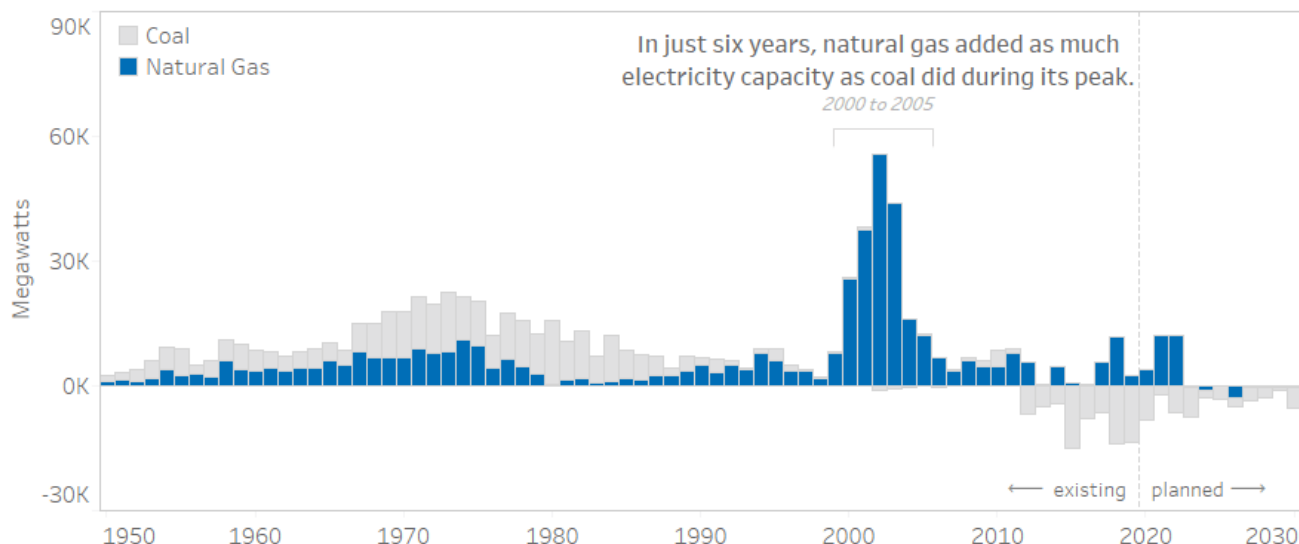
资料来源：《The Evolution of U.S. Electricity Generation Capacity》Headwaters Economics，信达证券研发中心

1.4.3 气电的快速发展具有偶然性，但页岩气革命后实现对煤电的大幅替代

美国天然气发电的建设热潮出现在页岩气改革之前，但燃气电厂在投资和运行维护上的低成本，弥补了燃料价格的劣势。在 2000 年至 2005 年的短短六年间，美国新增天然气发电装机容量 191,745 兆瓦，天然气取代煤炭成为美国的基础负荷电力来源，足以满足最低电力需求。但实际上 2006 年以前美国是全球天然气价格最高的地区，只是在页岩气革命取得成功后天然气价格才出现了大幅下降。然而，燃气电厂的固定投资成本仅为燃煤电厂的约三分之一，运行维护成本仅为燃煤机组的四分之一左右，而燃煤电厂还面临更长的建设周期和更高的财务风险。综合算下来，即便承担较高的燃料费用，燃气发电的总成本依然低于煤电，这是天然气发电得以快速发展的经济保障。news-932874-1.html

1990 年后电力改革促使发电侧走向完全竞争，为倾向投资天然气发电的 IPP 和金融资本提供了商业空间，引发投资热潮。1996 年联邦能源监管委员会要求开放电网、推行发电侧竞争后，大量独立发电公司进入市场。2000 年的加州电力危机，再一次给全美投资界释放了一个较强的错误信号：美国的电力装机容量较为不足，未来面临长期的供电危机。华尔街投行和私募股权对这种新兴的市场化电力资产高度关注：独立发电厂商（IPP）不需要长期规划，只需在电力批发市场上低买高卖。这种较高的市场投机性和自由度，催生了较大的投资泡沫。这些金融资本追求低风险、快回报，自然更青睐建设周期短、综合成本低的燃气电厂。2000 年至 2005 年新增气电装机中，独立发电商贡献了将近八成。同时，在区域批发电力市场中，燃气机组常作为边际机组决定电价，批发电价随天然气价格波动，但通常能够覆盖燃气电厂的运行成本，使其不易亏损。这种电价传导机制，确保气电投资能够获得合理回报，从而支撑了天然气发电产能的持续增长。

图 21：美国燃气装机容量提升集中在 2000 年到 2005 年，早于页岩油气技术革命

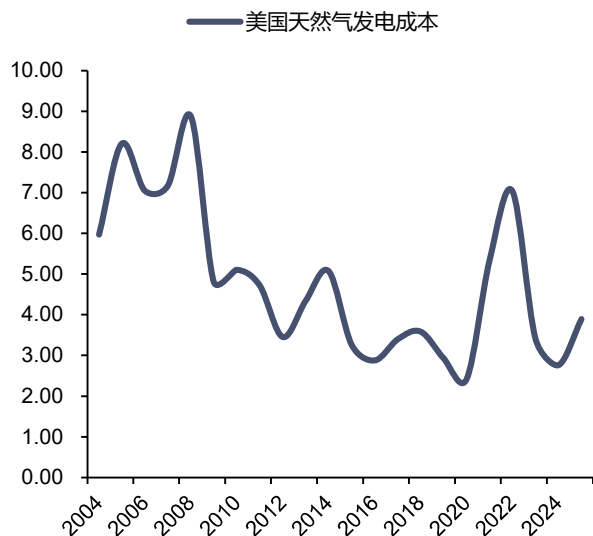


资料来源：《The Evolution of U.S. Electricity Generation Capacity》Headwaters Economics，信达证券研发中心

2000 年代初的天然气发电建设热潮，最终在 2004 至 2005 年间以较为的产能过剩和债务危机收场。与 1980 年代的煤电投资热潮如出一辙，大量项目集中落地，装机容量远超实际需求，而当时页岩气革命尚未到来，本土天然气产量下滑，2005 年飓风更将气价推至历史天价。新建电厂投产即亏损，导致独立发电商出现大规模破产潮，安然倒闭、Calpine 破产重组都是典型。直到 2008 年页岩气革命后气价长期走低，这批超前建设的燃气电厂才逐步缓解经营压力。

页岩气革命使天然气价格大幅下跌，通过电力市场的经济调度机制，将煤电从基荷电源彻底挤成了备用电源。2008 年后，水力压裂和水平钻井技术的突破让美国页岩气产量大幅增长，天然气价格从曾经十几美元的高位一路下滑，长期徘徊在两到四美元的超低区间。在美国市场化电网中，发电机组的调用顺序由边际运行成本决定。气价大幅下跌后，燃气联合循环电厂的度电成本直接击穿了煤电的底线，电网调度自然会优先选择更便宜的燃气机组。煤电的利用小时数因此快速下降，容量因数从过去的七成以上跌至不足四成。频繁启停进一步加重了锅炉的磨损和维护费用，许多煤电厂收入锐减、成本高企，陷入财务破产，只能选择关闭或改造为燃气锅炉。曾经承担基荷主力的煤电，被挤出了发电主力序列。从这个角度看，美国发电“气代煤”的进度如此迅速，其实是充满了巧合性的：对电力的乐观需求和大量资本投资潮，促使了大量的燃气发电装机提前投产，而技术革命带来的燃料成本的下降正好缓解了这批燃气发电的供给过剩，并基于成本优势对于煤电进行了快速的、规模化的挤出和淘汰。

图 22: 美国天然气发电成本自 2008 年后持续下降(美元/百万英热单位)



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 23: 2010-2020, 全球风光发电安装成本下降

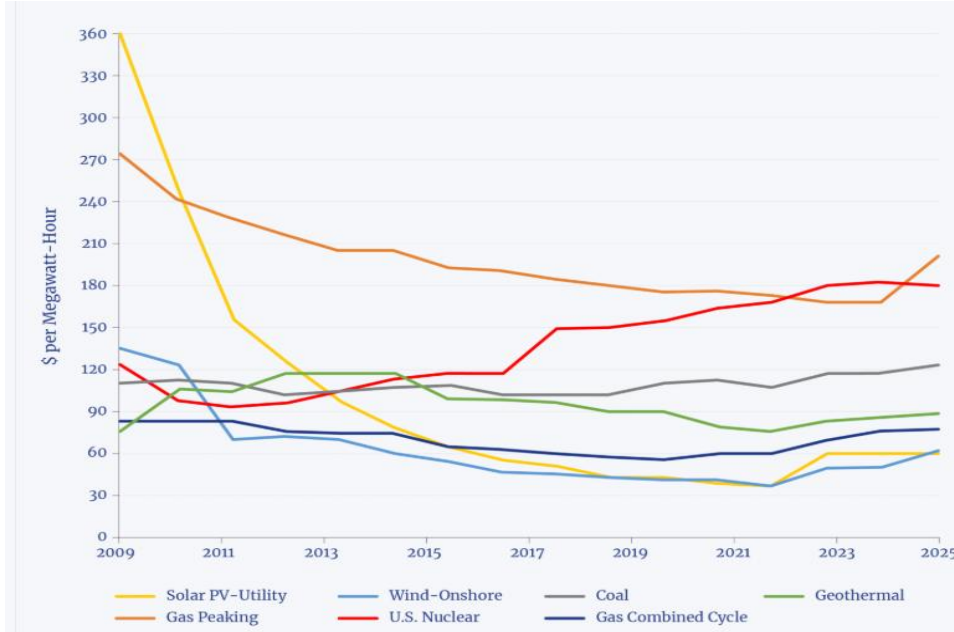
	Total installed costs		
	(2020 USD/kW)		
	2010	2020	Percent change
Bioenergy	2 619	2 543	-3%
Geothermal	2 620	4 468	71%
Hydropower	1 269	1 870	47%
Solar PV	4 731	883	-81%
CSP	9 095	4 581	-50%
Onshore wind	1 971	1 355	-31%
Offshore wind	4 706	3 185	-32%

资料来源: 《RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2020》IRENA, 信达证券研发中心

1.4.4 2010 年后, 随着绿电成本降低, 煤电被进一步压缩

风电和光伏成本大幅下降以及政策端的调控进一步压缩了煤电空间, 气电也可较好替代煤电平缓风光出力的波动性。在 2000 年代初期, 风电和光伏还高度依赖联邦生产税抵免(PTC)和投资税抵免(ITC)等补贴政策才能吸引投资。但随着全球制造业规模扩张(特别是中国光伏制造的迅速崛起)、技术效率持续提升和供应链成熟, 陆上风电和公用事业规模光伏的平准化度电成本(LCOE)在 2010 年代后期已降至可与新建天然气发电竞争的区间, 在美国内陆风带和日照资源丰富的西南部地区, 甚至已经成为边际成本较低的新建电源选项。新能源建成后边际运行成本近乎为零, 在电网调度中拥有优先并网权, 进一步压缩了煤电的发电空间。同时, 联邦层面的生产税抵免和投资税抵免, 为风电和光伏项目提供了较大的财务激励; 超过三十个州通过可再生能源配额标准, 强制要求电力公司采购一定比例的清洁电力。电力公司为满足监管要求, 必须主动增加新能源发电比重, 从而持续削减煤电份额, 使煤电的市场需求进一步萎缩。此外, 与我国以煤电作为主力调峰电源不同, 美国大规模的气电可以更好地执行调峰调频的任务以平缓风光发电出力的波动性, 在此背景下, 在美国煤电几乎失去了其在电力系统中的“生态位”。

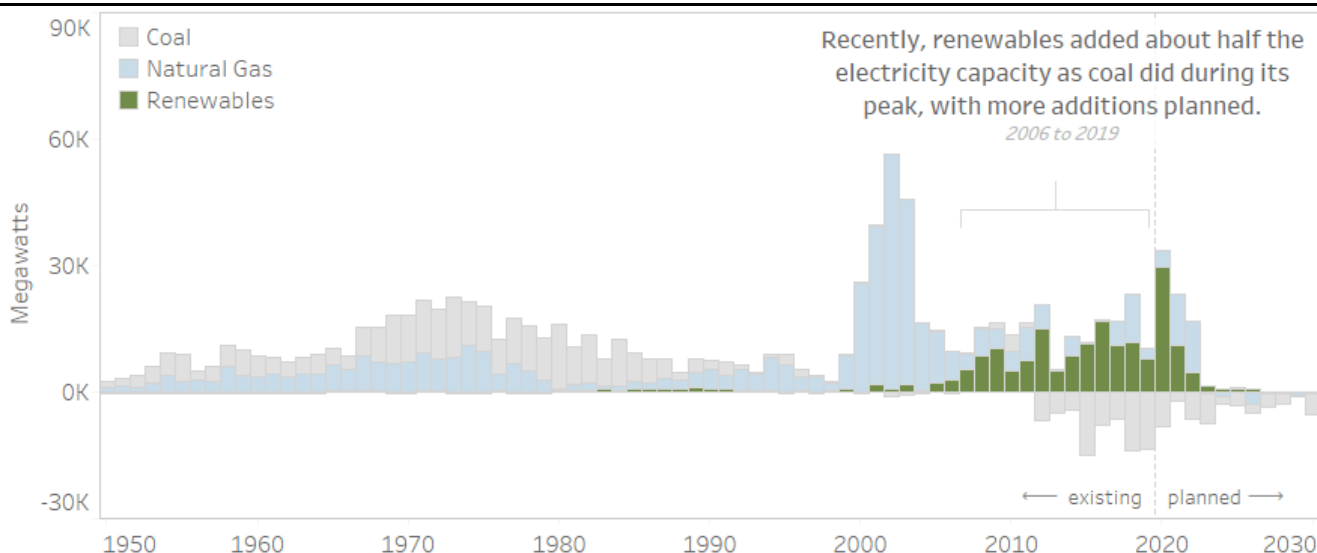
图 24： 2009-2025 年，美国公用事业规模技术的平均平准化能源成本（LCOE）



资料来源：《A Strategy for Financing the Nuclear Future》 Paul H. Tice，信达证券研发中心

ESG 投资理念的兴起和资本市场的“断供”，则在融资端封堵了煤电的生存空间。2010 年代中后期，环境、社会 and 治理（ESG）理念在全球资本市场迅速普及。包括大型资管机构、商业银行和保险公司在内的华尔街主流金融机构，纷纷宣布停止为新建燃煤发电项目提供融资和保险。煤电企业即便是申请更新改造贷款也面临较大困难。相比之下，风电、光伏以及配套的电池储能项目，成为资本追逐的绿色资产。失去资本支持后，煤电不仅无力新建，连维持现有设施的升级维护都捉襟见肘。在多重影响下，美国煤电出现结构性衰退。

图 25：美国风光发电装机容量提升集中在 2006 年到 2019 年



资料来源：《The Evolution of U.S. Electricity Generation Capacity》 Headwaters Economics，信达证券研发中心

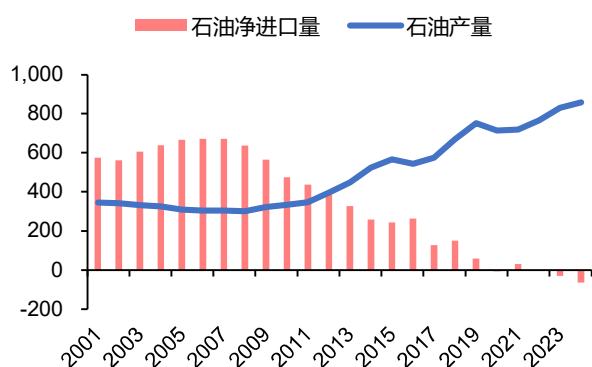
1.4.5 页岩油气革命与“能源主导”：特朗普政府能源政策的政治驱动

页岩革命推动美国能源角色发生根本性转变，由进口国转变为出口国。受益于水平钻井和水力压裂技术的规模化应用，美国在 2008 年后实现了页岩油气的产量上升。其原油日产量由 2008 年的约 300 万吨增长至 2018 年的约 670 万吨。同期，美国先后于 2011 年成为石油产品净出口国，2017 年成为天然气净出口国，均为 20 世纪 50 年代以来首次。这一转变意

味着美国在全球能源贸易中的角色已从传统的进口大国转向主要生产国与出口国，对全球供需格局产生了结构性影响。

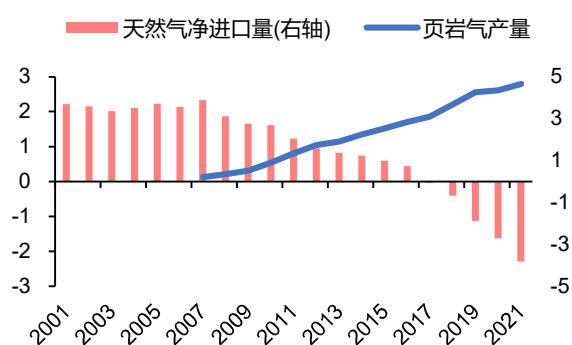
该角色转变引发了美国能源战略重心的调整，由“能源独立”转向“能源主导”。从能源进口方转向出口方后，美国的能源政策取向也随之发生变化。过去其战略重心在于保障海外供应来源的稳定与价格可控，而随着本土产量的大幅增长，外部供应中断的风险对美国的直接冲击明显减弱。与此同时，开拓出口市场、维护出口利益逐渐成为政策关注的重点。这一战略调整在 2019 年沙特石油设施遇袭后有所体现：美国在动用战略石油储备以平抑油价的同时，并不需要像过去那样对中东供应中断做出高度紧张的反应。

图 26：2008 年后，美国石油产量稳步增长(百万吨)



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 27：2017 年后，美国转变为天然气净出口国(十万亿立方英尺，千兆英热单位)



资料来源：iFind，信达证券研发中心

共和党背景的特朗普政府推行“能源主导”政策，放松化石能源监管并在环保政策上较为消极。2017 年特朗普政府上任后，提出了较此前“能源独立”更为进取的“能源主导”目标。其政策核心是，利用美国在能源生产上的规模优势，增强其在全球市场中的影响力和话语权。对内方面，政府放松了对化石能源开采的监管限制，并批准了若干此前处于争议中的管道基建项目，以降低生产与运输环节的壁垒。对外方面，美国宣布退出《巴黎气候协定》，并撤销多项联邦层面的环保规定，显示出在气候治理议题上从多边合作框架中退出的倾向。

特朗普政府化石能源的支持，在选举维度上主要基于选票地理分布、竞选资金来源和选民经济关切三个相互关联的因素。从选票地理分布看，油气产业在德克萨斯、宾夕法尼亚等州创造了大量就业，这些州是共和党的核心票仓或关键摇摆州。特朗普通过承诺放松开采限制、支持管道建设等政策直接回应这些地区选民的就业诉求。在煤炭产业长期衰退的背景下，其放松监管、支持燃煤电厂的举措，象征意义和经济安抚作用大于实际产业扭转能力。石油和天然气行业向共和党的政治捐款也远高于民主党的竞选资金。同时，高通胀是 2024 年大选前选民较为关切的议题之一，特朗普将放松化石能源开采限制、增加供应、降低能源价格，作为缓解通胀和提升家庭购买力的核心政策叙事。

“能源主导”政策更多出于外交、政治的意图，其中包含对于国内能源消费和电力供应的考量。在对外执行层面，该政策主要通过两种路径展开。其一是促进美国液化天然气向欧洲和亚洲市场的出口，包括对俄罗斯、伊朗、委内瑞拉等产油、气大国施加较为激进的外交态度，限制其石油、天然气出口能力。上述措施在客观上为美国及其盟国的油气供应创造了市场空间，同时也使得能源贸易更频繁地成为外交博弈工具。而对于国内的能源消费和电力供应，也有如放开煤电限制、延迟退役等政策，但更多是选举维度上的叙事，并非国家战略的重点。

表 4：2000-2020 年，美国能源电力重要政策与事件

年份	政策/事件	影响
----	-------	----



2000-2020	清洁能源转型、气代煤、风光发展	技术进步驱动，市场主导
2005 年	《能源政策法案》	为清洁能源提供数十亿美元的税收优惠，并强制要求使用乙醇。
2008 年后	“页岩气革命”带来天然气价格骤降。	低廉的天然气供应使得高效、灵活的联合循环燃气发电变得极富经济竞争力，较大地冲击了煤电的经济性。
2009 年	《美国复苏与再投资法案》	提供 900 亿美元的补贴，用于可再生能源、能源效率及相关项目。
2010 年代	风电、太阳能光伏成本快速下降。	在不断政策和技术进步的支持下，风光成本降至可与传统能源竞争的水平，大规模并网成现实。其“零边际成本”的特性开始颠覆传统电力市场价格形成机制。
2010 年代	分布式能源（如屋顶光伏、储能）的兴起与净计量电价(NEM)政策的推广与争议。	用户在自家发电，从“消费者”变为“产消合一者”，减少了向公用事业公司的购电。传统公用事业公司的收入和商业模式受到根本性威胁。
2015 年	奥巴马政府的环境保护署（EPA）推行了一项自上而下的清洁电力计划	该计划为各州化石燃料发电厂的碳排放设定了具体目标。2019 年，唐纳德·特朗普政府废除了清洁电力计划。
2016 年	奥巴马政府加入旨在限制碳排放和减缓全球变暖的国际《巴黎协定》。	特朗普政府于 2017 年启动退出该协定的程序。拜登政府于 2021 年重新加入该协定，而特朗普第二届政府于 2025 年再次启动退出程序。

资料来源：《The History and Evolution of the U.S. Electricity Industry》UT Austin，《A Brief History of Federal Energy Regulations》Peter Van Doren，《Department of Energy Timeline》Chris Edward，信达证券研发中心

1.5 美国电力行业发展及制度变迁的历史总结

- 一、电力体系的规则由联邦政府制定，重大改革由政府主导，且往往发生在经济危机将深层矛盾暴露之后，因此改革次数少但改革力度大。

美国电力行业的制度变迁具有危机驱动特征，并且表现出一定的滞后性。在正常的经济运行周期中，既有利益格局和制度惯性使得根本性改革难以推进；只有当系统性危机将现有体制的缺陷充分暴露、各方的利益损失较大时，改革才会发生。20 世纪以来，真正称得上行业格局重塑的重大改革仅有两次。第一次发生在 1930 年代大萧条时期，此前以英萨尔为代表的控股公司模式在高杠杆和财务不透明的隐患中积累了较大风险，大萧条后大量电力公司陷入破产。1935 年，国会相继通过《公共事业控股公司法案》和《农村电气化法案》，前者强制拆解跨州控股公司的金字塔结构，后者通过联邦贷款支持农村电力合作社，由此确立了此后六十年以州级监管为核心、垂直整合垄断公司为主体的行业格局。

第二次重大改革发生在 1970 年代末至 1990 年代的能源危机背景之下。石油禁运、成本大幅上升、产能过剩和财务危机多重打击，使得旧有的成本加成监管模式难以为继，1978 年《公共事业监管政策法案》首次允许独立发电商进入市场，1992 年《能源政策法案》和 1996 年第 888 号令则从联邦法律层面强制要求电网开放接入，彻底打破了垂直整合垄断公司对输电网络的排他性控制。这两次改革均由联邦政府主导，以立法和联邦监管机构的行政命令为手段，重塑了行业结构。

- 二、联邦政府可以立法限制电力行业的行为，但若要主动推进某一领域发展，则主要依靠税收优惠等间接激励手段。

观察美国联邦政府在电力领域的政策工具选择，可以清晰地看到两种不同的干预逻辑。当政府意图“不干什么”——即限制或禁止某类发展时，立法和行政监管往往是直接而有效的。例如，1935 年《公共事业控股公司法案》直接强制拆解控股公司金字塔结构，限制跨州垄断；

1954 年最高法院判决后，联邦电力委员会对天然气井口价格实施长期冻结，实质性抑制了天然气生产投资；1990 年《清洁空气法》修正案对二氧化硫和氮氧化物实施严厉配额限制，强制新建煤电厂加装昂贵的脱硫脱硝装置，大幅抬高了煤电的建设门槛。这些措施都带有强制性，企业几乎没有回避空间，并且取得了有效结果。

然而，当政府意图“干什么”——即主动推动某类技术或产业发展时，则只能使用间接手段，如法令支持、联邦税收抵免等工具。最典型的例子是 2000 年以后对风电和光伏的支持。联邦政府通过生产税抵免和投资税抵免，为可再生能源项目提供财务激励，改善了项目的内部收益率，吸引了大量私人资本涌入。与强制性的限制手段相比，税收优惠给予企业选择的余地，不构成合规义务，但在收益足够时，同样能起到较好激励作用。这种政策结构，与美国以私人部门为主导的经济体制高度契合：政府划定不可逾越的底线，市场往往选择收益最大的方向进行发展。

- 三、电力行业的垄断和能源价格管制都曾是历史事实，但已随市场化的全面改革成为过去，两次重大改革本质上都是对强垄断结构的拆解。

从 19 世纪末到 20 世纪末，美国电力行业经历了从垄断走向竞争的完整周期。英萨尔在 20 世纪初构建的垂直整合垄断模式——发电、输电、配电、售电集中于一家公司——在 1935 年后的监管契约框架下得到了制度性固化（拆解了控股模式的不透明性和垄断性）。各州公共事业委员会授予特许垄断地位，电力公司则承担普遍服务义务，成本加成法保障其合理利润。这种模式在长达数十年的时间里被看作自然垄断行业的标准范式。然而，1970 年代的危机使这一模式的弊端显现。1978 年《公共事业监管政策法案》首次在发电环节试图破除垄断：合格设施条款强制垄断电力公司以可避免成本购买独立发电商的电力，证明发电并非天然垄断环节。1996 年第 888 号令则从运营层面强制实施厂网分开，要求输电网向第三方非歧视性开放，创立独立系统运营商中立调度，将电网的自然垄断属性保留在输配电环节，同时为发电侧的竞争搭建了技术中立的平台。

至于能源价格管制，也曾有过不成功的尝试。1938 年《天然气法案》和 1954 年菲利普斯案后，联邦对州际天然气井口价格实施管制，结果导致州际市场与州内市场之间的价差不断扩大，生产商将天然气转向不受管制的州内市场，不产气州在 1970 年代遭遇较为天然气短缺，工厂和学校被迫关闭。到 1989 年井口价格完全放开后，天然气市场的竞争活力迅速恢复，并在 2000 年后出现了气电的装机热潮。无论是电力还是天然气行业，从垄断走向竞争、从管制走向市场的基本方向是一致的、较难回转的。

- 四、电力体系的投资和运营完全由私人部门主导，联邦政府侧重研究、建议和资助，州级机构负责审批和安全监管，电力投资更多是响应市场而非提前规划。

美国电力行业的产权结构和治理架构决定了投资决策的主动权完全掌握在私人部门手中。在投资者所有公用事业公司占主导的格局下，是否新建发电容量、是否升级输电线路，本质上是企业的商业决策，而非政府的行政计划。联邦政府在这一体系中承担的角色更接近于信息提供者和资金资助者。能源信息署 IEA 定期发布年度能源展望，提供长期需求预测和政策情景分析；能源部 DOE 开展美国性输电研究，识别电网瓶颈并提出升级建议，并通过专项资助计划为部分电网升级项目提供资金支持。但这些报告和建议均不具备强制性，仅作为市场参与者的参考，真正掌握审批权和监管权的是州一级机构。

各州公共事业委员会负责审批电厂的建设和场地许可，决定电力公司是否可以将新建设施的成本纳入电价；在市场化区域，独立系统运营商和区域输电组织负责运行电力批发市场，审批发电项目的并网申请，并编制本区域的输电发展规划。北美电力可靠性委员 NERC 会作

为行业自律组织，制定系统可靠性标准，发布十年期长期评估报告以指导电力公司的运行和规划。2025 年 NERC 的长期评估认为，美国多个大区将在 2028 年左右面临电力可靠性的问题。

然而，这些规划的出发点始终是确保电网安全稳定，而非为美国制定统一的新增/退役发电容量目标。这种高度分散的治理架构虽然适应了地方需求和市场灵活性，但也使得跨州的大型输电项目推进异常艰难，各州利益难以协调，审批链条冗长，同时是造成美国高压电网长期更新滞后的制度根源。

- 五、在私人部门主导的格局下，电力行业表现出较为明显的逐利性，资本配置偏好短期回报高的项目，而非周期长、收益低的电网更新等基础设施投入。

私人资本的逐利性决定了美国电力行业的投资逻辑——利益最大化。投资决策的核心指标是内部收益率和资本回收周期，这决定了不同类别的资产在资本流向时处于截然不同的地位。以 2000 年前后的天然气发电装机潮为例，独立发电商之所以大规模涌入气电领域，并非出于对能源结构的统筹规划，而是因为燃气联合循环电厂具备较为优越的投资属性：建设周期仅一至两年，初始建造成本仅为同规模煤电厂的三分之一，资金回收速度快，项目内部收益率高于其他电源类型。相比之下，燃煤和核电机组的建设周期长达五至八年，资金占用量大，且面临环保合规和监管审批的双重不确定性，在竞争性市场中的吸引力远不如气电。

同样的资本偏好也体现在电网投资领域。输电线路升级和电网现代化改造的投资周期漫长，回报率受严格监管，远不如新建发电项目能够快速产生现金流并打包出售或 ABS 化。更为深层的问题在于，美国大型的电力公司多为上市公司，面临来自华尔街的持续业绩压力。在电价收入和成本控制相对稳定的情况下，管理层更倾向于通过分红和股份回购来回报股东、维持股价，而非将利润大规模投入到资本回报率不确定的电网改造中去。这种激励机制导致了投资结构性失衡：新建电源的投资冲动屡屡造成阶段性产能过剩，而电网老化、输电阻塞等系统性问题则长期得不到充分解决。

- 六、发电侧的投资常因需求预期而形成集中的装机潮，这些周期性的投资热潮往往带有非理性和高度金融化的特征，最终导致供给较为过剩。

纵观美国电力行业的投资历史，可以识别出至少两轮典型的需求驱动型过度投资周期，均导致供给过剩。第一轮发生在 1967 年至 1987 年间，是煤电/核电的大建设时期。二战后电力需求以年均约 7% 的速度持续增长二十余年，产业界和政府部门普遍形成线性外推的思维惯性，坚信增速将长期维持，业界按激进的增长预测大规模推进煤电和核电项目，最终超过 200 吉瓦的煤电装机在这一时期集中建成，占彼时美国煤电总容量的约三分之二，煤电、核电在此之后几无增长。当石油危机触发经济衰退、需求增速大幅放缓后，过剩产能的结果全面显现，大量在建项目被迫取消，所形成的搁浅成本直接催生了后续的电力市场化改革。

第二轮过度投资发生在 2000 年至 2005 年前后。电力需求再次出现阶段性紧张，叠加天然气联合循环技术的成熟和电力市场化改革后独立发电商的大量涌现，这批装机完全由私人资本驱动，带有明显的金融化特征：项目融资依赖于长期购电协议的信用背书，投资决策更多基于对未来气价和电价的乐观假设，而非审慎的需求判断。由于当时页岩气革命尚未到来，天然气价格不降反升至历史高位，大量新建气电厂投产即亏损。这一波泡沫以独立发电商的大规模破产潮收场，安然倒闭和 Calpine 破产重组都是典型案例。在分散决策和逐利驱动的纯市场体系中，投资周期与需求周期之间的时间错配难以避免，叠加私人资本在景气周期中的非理性乐观，在美国电力投资的结构性的过剩几乎是周期性反复出现的现象，而这并非是我们习惯中对于“公共服务”行业的认知。

- **七、联邦政府的能源政策常常受到政治考量的驱动，尤其是页岩气革命后，美国的能源政策目标从追求能源独立转向谋求能源主导地位。**

美国的能源政策从来不是一个纯技术或纯经济问题，它始终处于国内政治博弈和地缘战略的交汇地带。页岩气革命深刻改变了美国在全球能源格局中的地位，也推动了其能源政策的转向。页岩气革命之前，美国长期是能源进口大国，1973年石油禁运的冲击使“能源独立”成为历届政府的核心政策追求，政策基调始终以减少对外依赖、保障供给安全为中心。

然而，水力压裂和水平钻井技术的突破在2008年前后带来了颠覆性改变。美国天然气和原油产量井喷式增长，到2010年代中后期，美国不仅实现了天然气的自给自足，还成为液化天然气的主要出口国，原油出口禁令也在2015年底解除。能源丰裕逆转了此前的政策焦虑，1970年提出的“能源独立”政策逐步让位于“能源主导”的战略定位。

这一转变在共和党执政时期表现得尤为明显。特朗普政府明确将能源出口作为地缘政治工具，积极推动液化天然气出口终端建设，鼓励扩大海外市场份额，并在国际场合以能源供应作为谈判筹码。与此同时，特朗普政府对于能源政策的意识形态色彩也更加鲜明：对可再生能源补贴持否定态度，主张重振煤炭产业，退出巴黎气候协定。

能源政策的政治属性还体现在不同利益集团之间的角力上。石油天然气行业、煤炭行业、可再生能源行业在政治献金和游说投入上各有侧重，政党轮替往往带来能源政策方向的明显摇摆，使得长期稳定的能源战略难以维系，各州在环境监管和电力结构上的分歧也因此加剧。

- **八、煤电在竞争中被快速淘汰具有一定的历史巧合因素，但淘汰进程基于燃料成本差异而具有不可逆性。在当前部分地区电力供应紧张的背景下，美国出现了煤电厂延迟退役的情况。**

美国煤电的结构性衰退是多重因素罕见叠加的结果，其节奏之快、程度之深，是具备较大的偶然性的。回顾时间线，1990年《清洁空气法》修正案抬高了新建煤电的环保合规成本，使煤电的初始投资在经济上丧失了吸引力；此后电力市场化改革使私人资本更偏好建设周期短、资金周转快的燃气电厂，叠加1980年代供给潮带来的长期过剩，煤电的新增投资基本停滞。

但真正对存量煤电构成决定性影响的，是2008年以后页岩气革命带来的持续低气价，以及2010年后风电和光伏的成本降低。廉价天然气在燃料成本端全面碾压煤电，新能源以接近于零的边际运行成本在电网调度中获得优先并网权，煤电的容量因数从过去的七成以上急跌至不足四成，大量机组陷入固定成本高昂而收入锐减的困境。

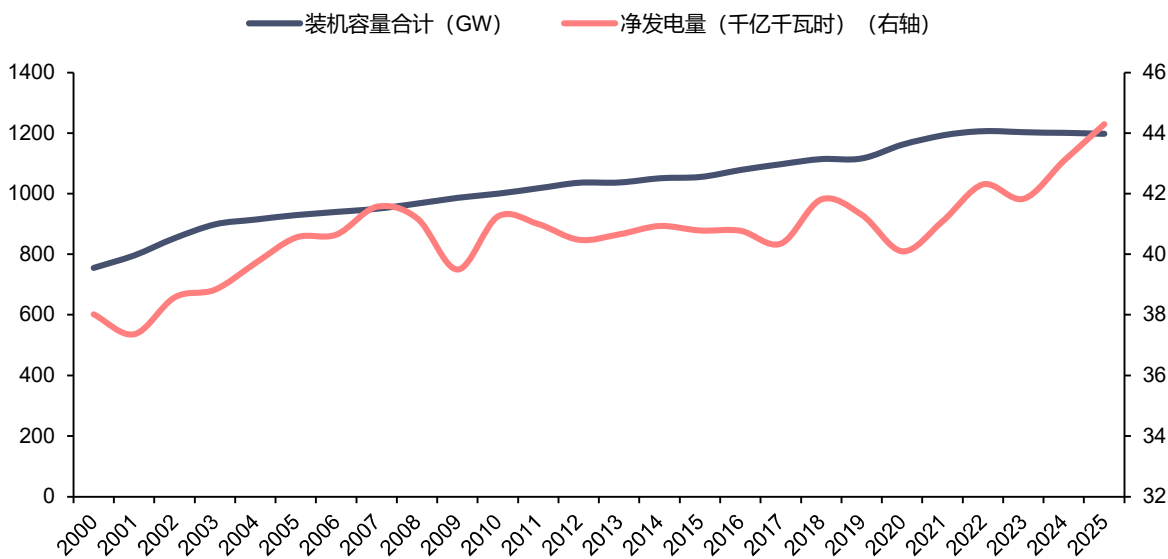
这一淘汰过程之所以不可逆，根本在于煤电的燃料成本和运维成本结构性地高于气电和新能源，除非出现颠覆性技术突破，否则煤电在经济调度中将长期处于劣势。然而，2020年以来，随着数据中心用电需求激增、制造业回流带来的工业负荷增长，以及极端天气事件的频繁冲击，美国部分地区出现了多年未见的电力供应紧张局面。在电网稳定压倒一切的前提下，一些原本已列入退役计划的燃煤电厂被要求延迟关闭，以保障高峰时段的容量充裕度。这些延迟退役尽管更多是应急，但依旧需要看到，哪怕是在能源转型激进的美国，煤电也扮演了“压舱石”的作用。

二、美国缺电现状：电力供需关系的区域性阶段性较为错配

2.1 美国缺电现状：电力快速增长、传统机组退役、基础设施薄弱

2000 至今，美国电力容量快速增长，与发电量的较慢增长形成了剪刀差。截至 2025 年，美国发电累计装机约 1197.5 GW，净发电量约 4429.5 TWh。从 2000 年到 2025 年的二十五年间，装机容量从 754.9 GW 增至 1197.5 GW，净增 442.6 GW，增幅达 58.7%；然而净发电量仅从 3802 TWh 增至 4429.5 TWh，增幅仅为 16.5%。装机增速与电量增速之间形成了超过 40 个百分点的剪刀差，这意味着单位装机的年均发电量被稀释，整个电力系统正变得越来越庞大却低效。剪刀差的根源是新增装机的结构：过去二十五年间，绝大部分增量来自风电和光伏，二者合计装机从约 3.8 GW 上升至近 290 GW。换言之，美国电力系统在“名义总量”上持续扩张，但能够稳定输出电力的“有效容量”增长远不如账面数字那般乐观。

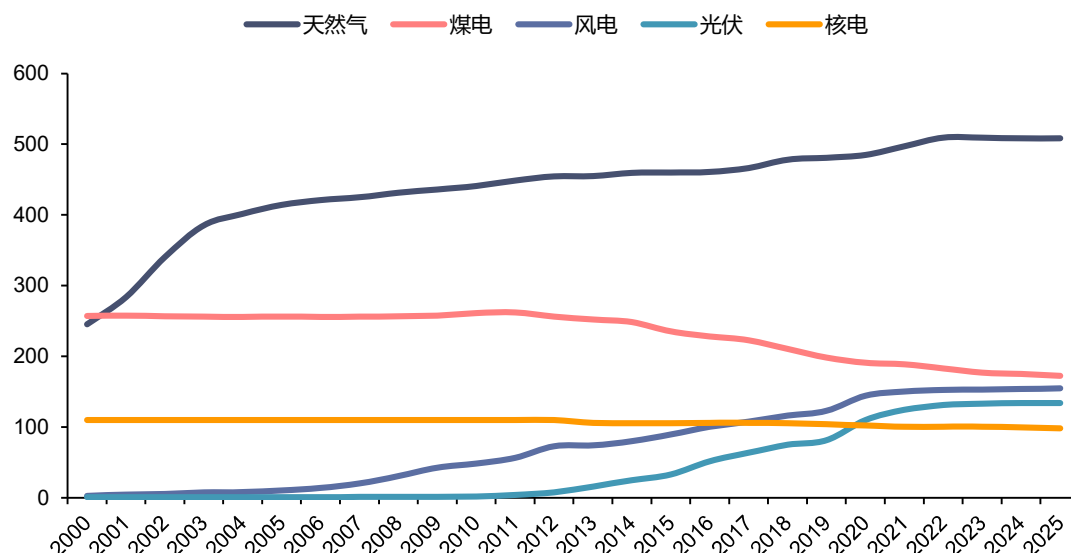
图 28：2000-2025 年美国装机容量与净发电量增长



资料来源：iFind, Headwaters Economics, 信达证券研发中心

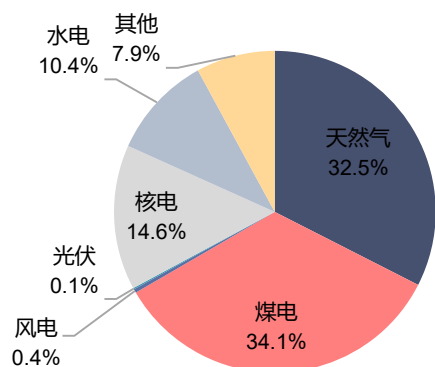
装机结构演变中，煤电快速下降，气电独大，风光接力。2000 年时，美国电力装机结构尚呈“煤电与天然气双雄并立”的格局——煤电 257.4 GW(34.1%)、天然气 245.5 GW(32.5%)，二者几乎平分秋色。到 2025 年，天然气装机已翻倍至 508.4 GW (42.5%)，从与煤电比肩上升为绝对第一大电源；而煤电则萎缩至 172.4 GW (14.4%)，净减少 85 GW。风光则增长迅速：风电从 2.9 GW 增至 154.8 GW (约 53 倍)，光伏从 0.9 GW 增至 134.0 GW (约 149 倍)，二者合计装机已达 288.8 GW，接近天然气装机的六成。核电从 110 GW 微降至 98.4 GW，水电基本持平于 80 GW 附近，二者因总量扩大而被持续稀释。二十五年的时间跨度内，美国电力装机完成了一次“煤退气进、风光接力”，曾经支撑美国工业化的煤电机组正批量退役，取而代之的是依赖连续燃料供应的天然气和依赖天气条件的可再生能源。

图 29：2000-2025 年美国各电源装机容量增长 (GW)



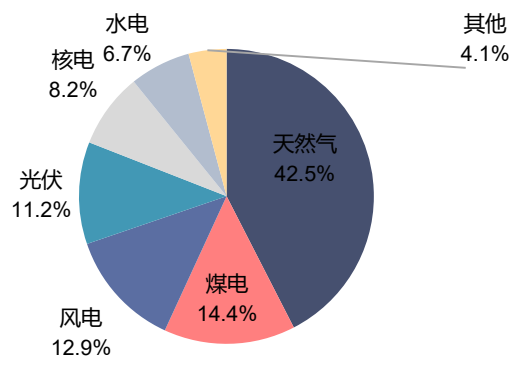
资料来源：Headwaters Economics，信达证券研发中心

图 30：2000 年美国各电源装机容量占比



资料来源：Headwaters Economics，信达证券研发中心

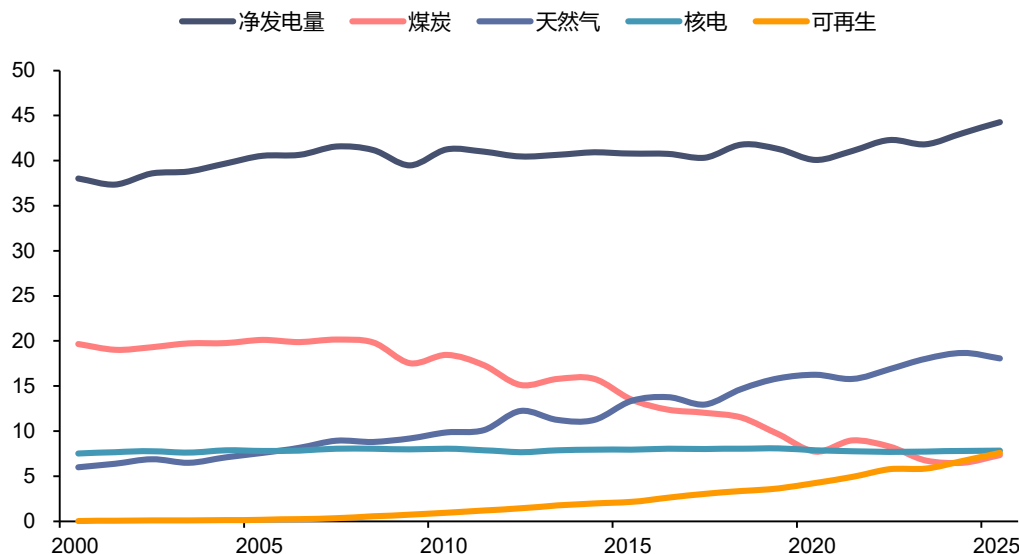
图 31：2025 年美国各电源装机容量占比



资料来源：Headwaters Economics，信达证券研发中心

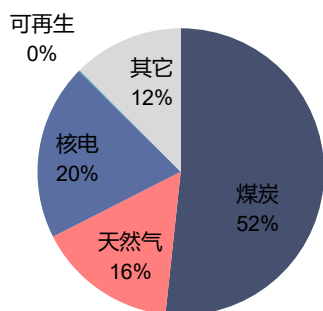
电量结构的演变中，煤电份额腰斩，气电快速完成反超。装机结构的变化最终体现在实际发电量上，且电量端的变化比装机端更为明显。2000 年，煤电以 1966 TWh 贡献了全美约 34% 的发电量，是当年的绝对主力；到 2025 年，煤电发电量已降至 737 TWh，跌幅达 62.5%，占比仅剩 16.6%，相当于从“每三度电就有一度来自煤炭”跌至“每六度电才有一度来自煤炭”。同期，天然气发电量从 601 TWh 大幅上升至 1807 TWh，增长超过 200%，占比从 15.8% 上升至 43%，完成对煤电的反超。核电发电量从 754 微增至 785 TWh，占比稳定在约 8%，是唯一“量稳占比稳”的基荷电源。风电和光伏则从基本为零分别增长至 464 和 296 TWh，风光合计发电占比已达 24%。煤电的收缩与气电的扩张基本呈对称结构，风光填补了剩余的增量空间。

图 32：2000-2025 年美国各电源净发电量增长(千亿千瓦时)



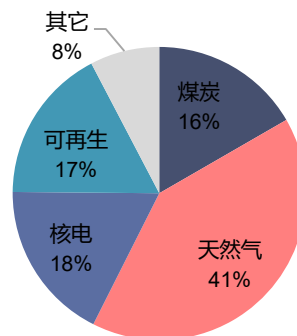
资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 33：2000 年美国各电源净发电量占比



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 34：2025 年美国各电源净发电量占比



资料来源：iFind，信达证券研发中心

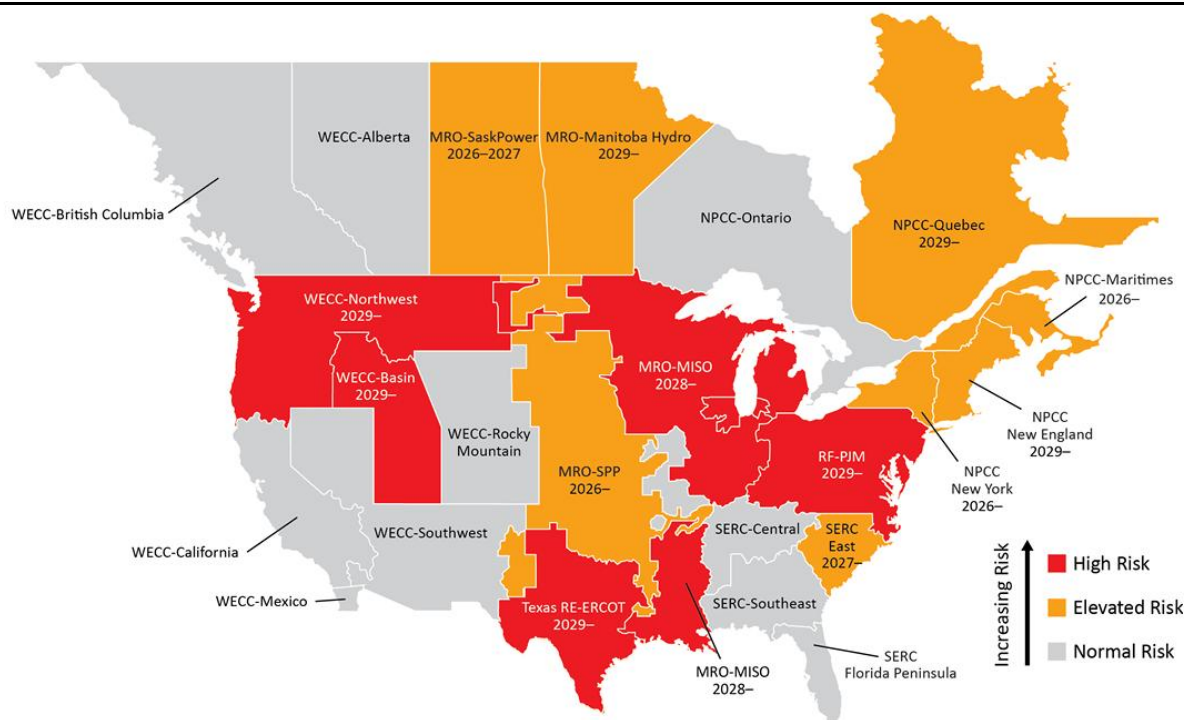
将装机与电量的剪刀差带来了美国电力系统结构上的不稳定。第一是装机高速膨胀，但有效电量增长较为有限。装机容量和发电量增长的剪刀差意味着大量新增装机是容量因子低、出力不可控的风光电源，它们在天气条件配合时能贡献电量，但在系统最需要电力的极端高温、严寒或无风时段，其出力可能骤降至较低水准，能随时调用的可靠电源并未同步增长。反而可靠、可调度的传统容量正被持续替代。煤电大规模退役，取而代之的是依赖天然气管网（冬季易遭遇燃料中断）的气电和依赖天气条件（出力不可控）的风光电源。核电基本盘虽稳但并未扩张，无法填补煤电退出留下的基荷空缺。结果是在极端天气、气价大幅上升或风光出力骤降的时段，系统可靠容量的裕度快速收窄。这正是美国当前缺电困局的结构性根源——总量上并不缺电，缺的是与负荷曲线匹配的、可调度、可依赖的可靠容量。

2.2 电力供给增长无法迅速响应需求的超预期增长

缺电高风险区域数量在未来五年内增加，电力资源短缺正从极端天气下的偶发事件演变为正常天气条件下的系统性趋势。根据 NERC，北美电力可靠性委员会的《2025 Long-Term Reliability Assessment》，北美全部 23 个评估区域中有 13 个在未来十年内面临不同程度的资源充足性挑战。其中五个大区电网在 2028 年至 2029 年面临电力供给的高风险，高风险的判

定标准是在正常天气条件下已规划资源即无法满足需求，这意味着缺电已不再是小概率事件。风险集中出现的原因包括需求预测大幅上调、电力机组退役加速和新增资源落地延迟的共同作用。

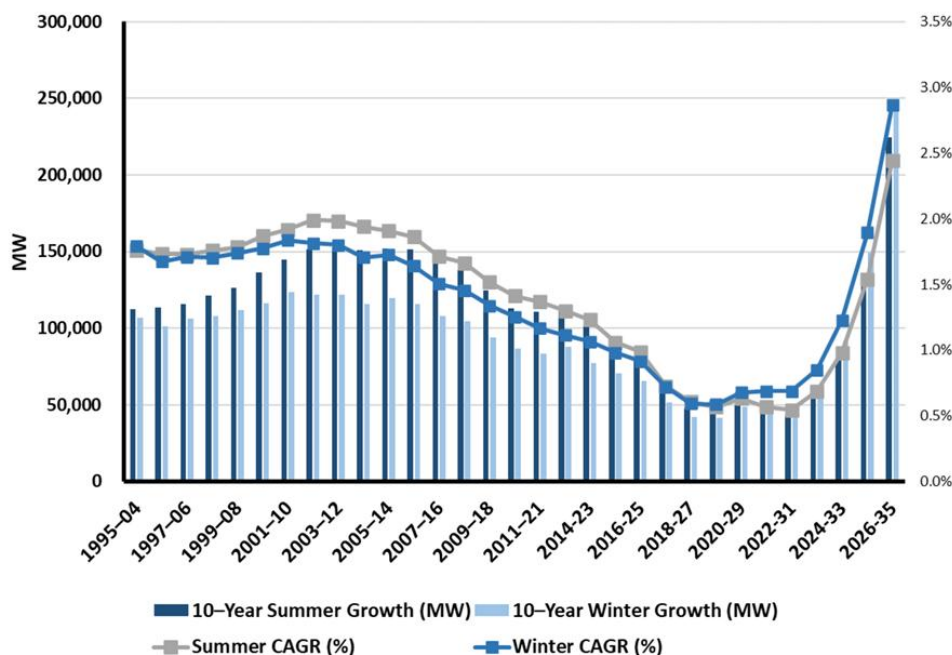
图 35：2026-2030 年美国缺电高风险预警地区



资料来源：《2025 Long-Term Reliability Assessment》NERC，信达证券研发中心

未来十年北美电力需求增长超过 224 吉瓦，而资源容量增长相对不足，供需之间的较大缺口正在形成，私人主导的投资模式在需求骤变下正演变为制约供给响应的结构性瓶颈。根据《2025 Long-Term Reliability Assessment》估报告，各评估区域夏季峰值需求合计增长超过 224 吉瓦，冬季峰值增长超过 245 吉瓦，增速为近二十年最高，但同期化石燃料发电容量净减少 21 吉瓦，新增资源大部分被退役所抵消。未来十年已确认及可能退役的机组总量超过 105 吉瓦。从历史来看，美国电力投资完全由私人部门基于市场信号自主决策，联邦政府仅提供研究与资助，缺乏统一规划。这一治理架构使投资行为高度顺周期，私人资本对长期项目的不确定性高度敏感，加之 2000 年以来美国电力需求长期稳定，电力公司对于新增发电准备不足，无法快速响应需求增长。

图 36：美国夏季和冬季峰值电力需求增长趋势，2024 年后陡峭抬升（十年）

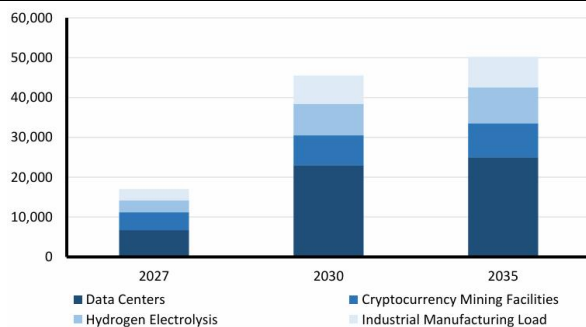


资料来源：《2025 Long-Term Reliability Assessment》NERC，信达证券研发中心

大型数据中心的电力消耗体量较大且增长快速，已成为多个区域新增负荷的最主要来源。报告指出，未来十年北美电力需求增长的最大单一来源是数据中心，尤其是服务人工智能和数字经济的大型设施。根据《2025 Long-Term Reliability Assessment》报告，北美许多地区正经历数据中心的大规模建设浪潮。德克萨斯州、PJM 区域以及 WECC 评估区域均报告了需求的快速增长，这主要归因于新建数据中心及大型负荷的涌现。WECC 区域内的各平衡实体（BA）报告称，规划中的数据中心所占需求份额平均达到 10%。数据中心的用电模式与传统负荷存在本质差异，其 24 小时连续运行的特征压扁了负荷曲线，使系统在夜间和清晨也面临较高需求，而此时太阳能出力为零，风电也存在不确定性。此外，数据中心对供电质量要求较高，电压波动或短暂中断即可能造成较为后果，进一步增加了电网运行难度。综合来看，数据中心负荷的规模和增速在电力行业历史上均属罕见，是此次电力供应紧张最直接的推手。

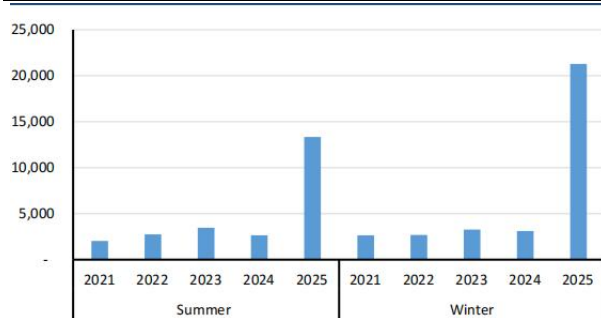
大型负荷的实际用电行为与申请容量之间存在差异，给负荷预测和系统规划带来额外挑战。ERCOT 在长期负荷预测中按约一半的比例折扣数据中心申报负荷，并推迟预计投运日期。PJM 区域也观察到类似现象，大量项目在互联队列中停留多年仍未进入建设阶段。然而，不确定性并不等同于风险消失，一旦多个项目集中投运，需求的突然释放可能远超系统承受能力。报告还指出，部分大型负荷如加密货币挖矿设施具有高度灵活的用电特性，理论上可用于需求响应，但实践中其突然的大幅负荷变动反而可能对系统频率和电压造成冲击，报告引述了东部互联和 ERCOT 互联中观察到的负荷骤降事件作为例证。

图 37: 2027-2035 年 ERCOT 区域大型电力负载以数据中心为主 (MW)



资料来源:《2025 Long-Term Reliability Assessment》NERC, 信达证券研发中心

图 38: 2021-2025 年 ERCOT 区域冬夏电力需求同步快速提高 (MW)



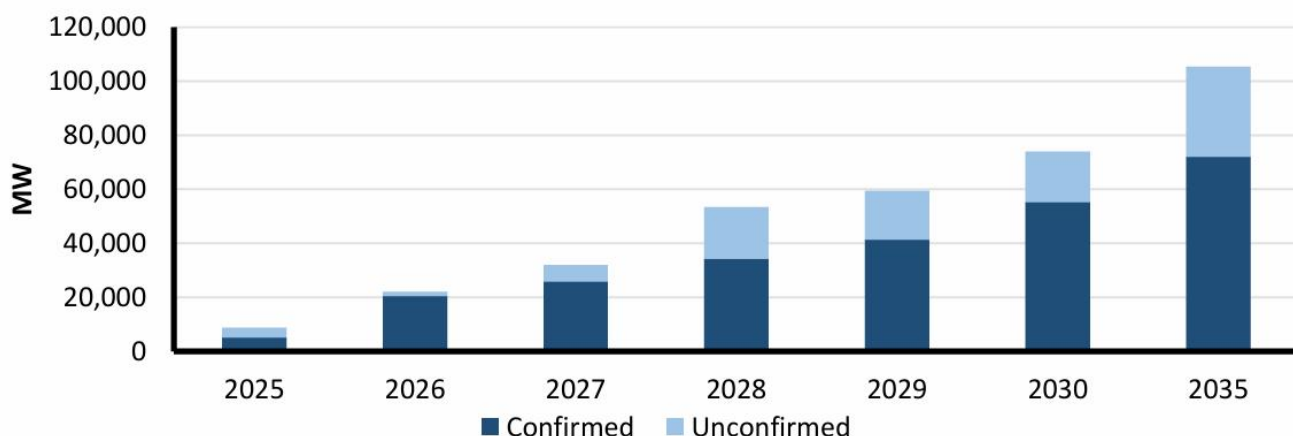
资料来源:《2025 Long-Term Reliability Assessment》NERC, 信达证券研发中心

美国多个区域的电力需求峰值季节正从夏季向冬季转移,而天然气供应在冬季的脆弱性又使这一时段的风险进一步集中。由于冬季的严寒,东北电力协调委员会(NPCC)覆盖的新英格兰、纽约地区是出现冬季电力供应风险的地区。热泵取暖和电动汽车充电在清晨推高负荷,但此时太阳能出力为零、风电不稳定,系统高度依赖天然气发电。然而大量天然气机组缺乏固定运输合同,依赖即时供应,在极端寒潮中容易遭遇燃料中断,2021年和2022年冬季风暴中多个区域因此出现机组被迫停机的状况。冬季电力短缺主要由于负荷增长、电力资源出力下降和燃料供应受限三重因素叠加的结果,需要与夏季完全不同的规划和运行策略。

2.3 传统化石能源机组加速退役、新增风光机组有效容量不足

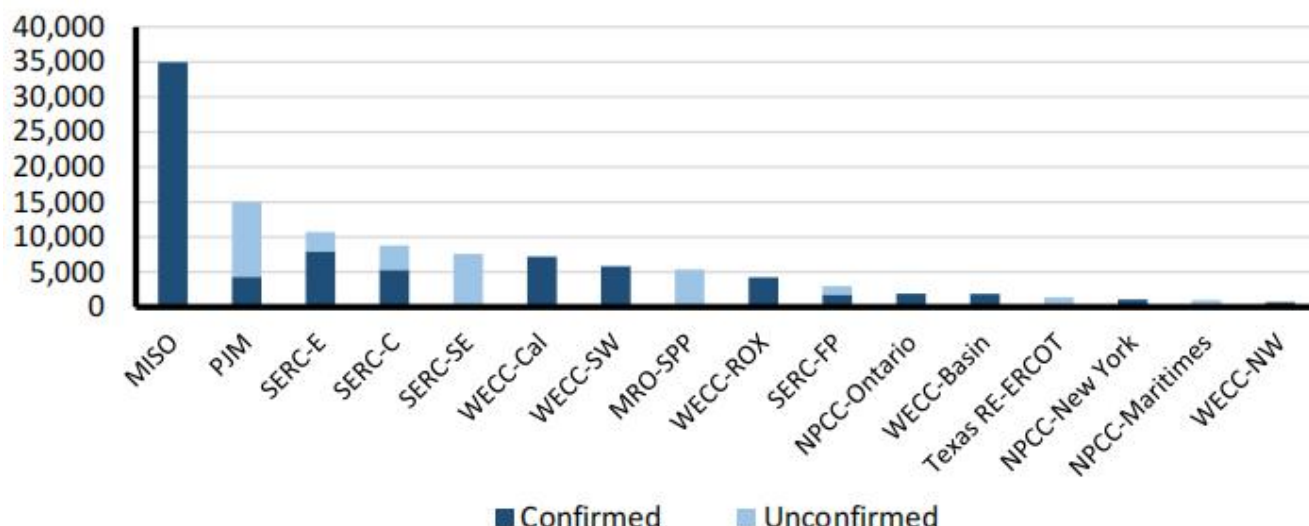
未来十年已确认退役的发电机组总量超过 105 吉瓦,煤电退役较为显著,直接削弱了系统的基础供电能力。2010 年代后,大量电力企业由于较高燃料成本和固定成本选择退役煤电,由于当前煤电机组主要建设于“煤电潮”时期,这一批煤电机组将在未来十年内批量到达使用寿命。仅 2024 至 2025 年,化石燃料机组实际容量就净减少 21 吉瓦,这些机组所具备的燃料储备、和调峰调频能力随着退役而流失,电力系统的可靠性持续下降。同时,替代资源的建设受制于审批和输电瓶颈,进度远不及预期,由此形成的资源缺口正在持续扩大。

图 39: 2025-2035 美国电力退役装机容量



资料来源:《2025 Long-Term Reliability Assessment》NERC, 信达证券研发中心

图 40：2025-2035 美国核电、化石能源发电计划退役容量，Miso 区域达 35GW (MW)



资料来源：《2025 Long-Term Reliability Assessment》NERC，信达证券研发中心

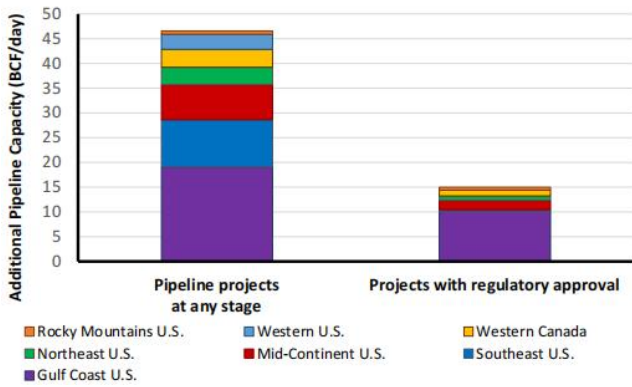
退役决策由分散的私人部门自主作出，大量机组处于可能退役的模糊状态，给系统规划带来高度不确定性。电力投资决策权掌握在企业手中，机组是否退役取决于业主对合规成本和市场前景的判断，而非统一的国家规划。除已正式提交申请退役的机组外，还有约 65 吉瓦处于已宣布但未正式申请的状态，总潜在退役规模超过 105 吉瓦。部分区域尝试通过有条件退役政策管理风险，要求证明替代容量到位，但此类机制远未普及，一旦大量机组集中退出而新项目延迟，系统将面临严峻的资源短缺。

美国新增发电资源以太阳能和电池储能为主体，但其物理出力特性与系统风险时段存在明显错配，难以替代退役机组提供的可靠容量。2016 年后，由于成本降低带来的项目收益率提升，风光发电逐步成为电力投资的主流，2022 年拜登政府清洁能源法令进一步强化了这一趋势。但从物理特性看，太阳能仅在白天出力，冬季日照时间短、出力大幅下降，在清晨和夜间用电高峰期完全无法贡献。电池储能虽可在太阳能下降时放电，但持续放电时间通常仅四小时，难以应对持续多日的极端天气。夏季傍晚时段已成为损失负荷事件的高发期，此时太阳能出力快速下降而储能容量有限；冬季清晨太阳能无法贡献，风电也不稳定。新增资源的装机容量虽可观，但能够替代退役传统机组的有效容量远不足以填补缺口。

2.4 基础设施瓶颈：天然气供应脆弱、输电网建设明显滞后

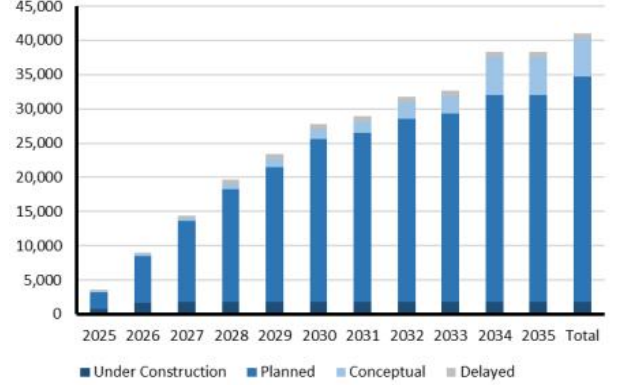
天然气发电机组在冬季高度依赖即时供应模式，缺乏固定燃料运输合同，这一运行惯例在极端天气下暴露出脆弱性。1990 年代天然气管网解绑后，管道运输与销售分离，市场活力恢复，但发电企业为节约成本普遍选择即期市场采购，未锁定固定运输容量。日常运行中这一模式足以应对，但在极端寒潮下，取暖需求激增使管道优先保障固定合同用户，电力机组排在末端，同时低温可能导致气井和处理厂冻结减产。2021 年和 2022 年冬季风暴中，多个区域天然气机组因燃料中断被迫停机。新英格兰地区州际管道冬季满负荷运行，电力机组只能利用剩余容量或替代燃料，一旦寒潮持续、替代燃料耗尽，机组将无法发电。即使在天然气资源丰富的区域，仍有暴露在燃料中断的风险。

图 41：按项目阶段划分的天然气管道扩建项目预测，获批项目占比较少（十亿立方英尺/天）



资料来源：《2025 Long-Term Reliability Assessment》NERC，信达证券研发中心

图 42：按项目状态划分的未来 100 千伏以上输电线路里程，输电项目数量的大幅增长主要体现在规划阶段（英里）



资料来源：《2025 Long-Term Reliability Assessment》NERC，信达证券研发中心

天然气管道基础设施扩容滞后于发电需求增长，跨州管道建设面临与输电线路类似的制度障碍。美国跨州能源基础设施长期受制于州级审批和分散治理，管道项目也不例外。未来十年全美计划新增天然气冬季峰值容量约 41 吉瓦，但配套管道扩容进展缓慢。全美计划新增管道容量仅三分之一获批，获批中服务于墨西哥湾沿岸以外地区的容量更为有限，中西部和东北部等主要用电区域可能面临管道运力不足。即便管道建成，发电机组仍需与居民和工业用户竞争固定运输容量，若未能获得足够合同，在需求高峰时仍可能被削减。天然气燃料供应链的脆弱性正在加剧，而基础设施的改善受制于与高压电网更新同样的制度瓶颈。

输电项目建设普遍延迟且较为不足，是私人资本回避长周期投资和分散审批体制叠加的结果。历史上电网投资始终因回报周期长、回报率受严格监管而难以吸引足够资本，私人部门更偏好建设周期短的发电项目。当前未来十年统计的输电线路规划里程虽达 41,000 英里，但大部分仍处于规划或概念阶段，实际开工里程未明显增加。大量项目出现延迟，原因包括审批流程冗长、社区反对、供应链中断和施工人力短缺等。输电延迟还产生连锁效应，许多发电项目因配套接入点扩容未完成而推迟并网，形成一边弃风弃光、一边供电紧张的局面。MISO 和 ERCOT 的大型输电计划多处于规划中，建设周期无法解决近期可靠性压力。

跨区域输电能力不足，各区域在极端天气下几乎无法实现有效互济，进一步放大了局部短缺风险。跨区域联络线项目仅占全部输电项目的 4%，意味着各区域很大程度上只能依靠自身资源保障供应。NERC 的研究显示在大多数极端天气场景下，现有输电接口传输能力不足，跨区域项目面临比内部项目更多的障碍，涉及跨州乃至跨国许可、不同区域运营商间的协调和成本分摊机制。这一制度短板在极端天气风险上升的背景下正变得愈发突出，而历史上重大改革往往在危机充分暴露后才会发生，跨区域输电领域或许正接近这样一个转折点。

三、美国能源政策再转向，特朗普推行“能源主导”，重回化石能源，积极应对缺电问题

3.1 特朗普二次任上调整美国能源政策，推行“能源主导”战略

特朗普第二任期的能源政策，受到三方面影响：摇摆州选民的态度变化、科技右翼力量进入决策核心，以及共和党对联邦机构的全面掌控。本届政府以“能源主导”(Energy Dominance)为主轴，实际动作包括松绑化石能源开采、回撤清洁能源扶持、二度退出《巴黎协定》。其目标兼顾内外：对内缓解经济与通胀压力，对外争夺能源定价权，同时为 AI 算力与制造业扩张解除电力瓶颈。

其政策具体举措有四条主线：**第一，供给与出口同步扩张。**化石能源在这套战略里居核心位置，增产与出口并重。特朗普力主放开本土油气资源，借低价能源托住经济基本面与国防安全。**第二，系统性松绑行业监管。**白宫的判断是，过严的能源与环保管制既削弱产业竞争力、也加重民众负担，因此把“去监管”列为核心议程。**第三，推翻拜登的“绿色新政”。**本届政府不认气候变化是紧迫威胁——能源部长曾公开表示气候并非人类头等危机，并动用行政、立法和预算手段拆解此前的低碳政策。2025 年 1 月，美国再次退出《巴黎协定》。**第四，为远期能源留一条多元路线。**特朗普并没有把清洁能源全盘放弃，而是把资源倾斜到核能和少数前沿低碳技术上，维持体系不至于太单薄。2025 年 11 月，能源部完成内部重组——新设碳氢与地热能源办公室、聚变能源办公室，同时裁掉拜登时期成立的清洁能源示范部门，原“能源效率与可再生能源办公室”直接撤销。由此美国的能源体系中油气与核能站到前台，取代上届政府力推的可再生能源和节能路线。

表 5: 特朗普第二任期内美国能源政策转向

政策维度	核心方针	具体措施总结
其一，扩大能源供给与对外出口规模	化石能源是“能源主导”战略核心，增产与出口同步推进。	1. 放开开采限制： 宣布国家能源紧急状态，加速联邦土地、近海及阿拉斯加油气租赁；将煤炭划为战略矿产，批准扩产。
		2. 放宽 LNG 出口： 重启所有 LNG 项目审核，将经济与盟友安全纳入“公共利益”评估，以此作为外交筹码要求盟国采购。
		3. 保障关键矿产： 设立快速许可通道，加快本土矿产开采；同时与乌克兰、日本等搭建多边资源合作网络获取海外资源。
		4. 加速基建： 重启搁置的跨国管道项目，新建阿拉斯加天然气管道及配套 LNG 设施，动用联邦权力突破地方阻力。
其二，全面放松能源行业监管约束	削减监管作为核心施政议程，认为严苛监管削弱竞争力。	1. 放宽排放标准： 允许燃煤电厂延迟执行严格排放标准，废除温室气体标准；推翻拜登政府严苛的燃油经济性标准。
		2. 破除监管壁垒： 推行“新增一条、废除十条”及日落条款；设定新增监管净成本必须为负值，抬高制定新规的门槛。
其三，系统性逆转拜登时期绿色新政	否认气候变化的重大威胁，多维度推翻低碳政策。	1. 退出国际协定： 再次退出《巴黎协定》，缺席国际气候会议并拒绝提交国家自主减排承诺。
		2. 压缩低碳投资： 取消环保拨款、冻结气候资金；终止国际气候融资；证监会叫停气候信披规则，引导资本回流传统能源。
		3. 削减新能源扶持： 暂停海上风电租赁，取消风电、光伏专项补贴；取消电动车联邦税收抵免及加州等州的强制减排豁免权。
		4. 废除气候法规： 起诉推行气候追责法案的地方州；废除环评中气候影响评估文件，将气候因素排除在决策之外。

其四，布局面向长远的未来多元能源

非完全摒弃清洁能源，重点发力核能，构建多元体系。

1. 转变清洁能源扶持：依靠市场自主发展，减少直接补贴；但保留 2500 亿美元贷款额度，为储能、电网扩容等具备经济性的项目提供信贷支持。
2. 核能上升为核心战略：设定 2030 年新建 10 座、2050 年新增 300 吉瓦的装机目标；简化审批，部署小型模块化反应堆，投入巨资重建产业链；与印度、沙特签署民用核合作协议。

资料来源：《特朗普第二任期的美国能源政策：动因、动向与影响》 黄云游，信达证券研发中心

在特朗普就任后，联邦政府在煤炭领域的政策方向也出现明显调整，从监管松绑到资金支持均有倾斜。在监管层面，EPA 于 2025 年 6 月提议废除拜登时期针对燃煤电厂的温室气体排放标准，并于 2026 年 2 月正式废除了汞和空气有毒物质标准的修正案，大幅降低了对燃煤电厂的排放限制要求。在联邦土地供给层面，能源部宣布开放联邦土地用于煤炭开采，并配套资金用于燃煤电厂的重启与现代化改造。2026 年 4 月，特朗普进一步签署行政命令，要求联邦机构优先审批油气与煤炭项目许可，并为煤炭相关能源项目提供低息贷款与贷款担保支持。这些措施尽管尚未从根本上改变煤炭行业的长期结构性困境，但在短期内为煤电维持运营创造了相对宽松的政策环境，直接影响了运营商对煤电资产处置决策。

表 6：2025 年后美国颁布大量煤电复苏政策

政策名称	发布时间	政策核心内容
1. 第 14156 号行政命令：宣布国家能源紧急状态	2025 年 1 月 20 日	宣布国家能源紧急状态，将能源供应不足定性为对国家经济、安全与外交的特殊威胁，为行政干预提供法律依据。
2. 第 14261 号行政命令：重振美国清洁煤炭工业并修订第 14241 号行政命令	2025 年 4 月 8 日	将煤炭列为关键矿物，加速联邦土地租赁和开采审批，支持煤炭出口。
3. 行政命令：以美国清洁煤电机组加强国防力量	2026 年 2 月 11 日	要求国防部通过长期购电协议优先利用煤电保障军事基地和国防工业满负荷供电。
4. 关于煤炭供应链的总统决定（《国防生产法》第 303 条）	2026 年 4 月 20 日	援引《国防生产法》授权能源部长以购买、资金支持等方式扩大煤炭供应链和基荷发电能力。
5. 环保署关于废除温室气体排放限制及汞和空气有毒物质标准的提案	2025 年 6 月 11 日	EPA 拟废除燃煤电厂温室气体排放限制、碳捕集标准及 2024 年汞和空气有毒物质标准修订。
6. 给予监管松绑的总统公告	2025 年 7 月 17 日	对燃煤电厂等关键行业给予两年监管松绑，允许按拜登规则生效前旧标准运行，以确保电网稳定。
7. 环保署延长煤灰表面蓄水池关闭期限的提案	2025 年 11 月 25 日	将部分煤电设施煤灰表面蓄水池关闭期限从 2028 年推迟至 2031 年，延长运营三年。
8. 环保署延长煤电废水排放合规期限的规则	2025 年 12 月 31 日	延长煤电废水排放合规期限，保障电力需求增长下的低成本供电。
9. 土地管理局扩大联邦煤炭租赁范围	2025 年 9 月 29 日	开放约 1310 万英亩联邦土地用于煤炭租赁，特许权使用费率从 12.5% 降至 7%，简化审批流程。
10. 能源部资助计划：1 亿美元用于煤电厂现代化改造	2025 年 10 月 31 日	提供最高 1 亿美元资助现有燃煤电厂翻新和现代化改造，获资助方承担 20%-50% 成本分摊。
11. 能源部依据《联邦电力法》第 202(c) 条发布紧急令以延迟煤电退役	2025 年 5 月起	依据《联邦电力法》发布 43 项紧急令，累计冻结约 4.4 吉瓦煤电机组退役容量。

12. 能源部：6.25 亿美元煤炭产业投资计划	2025 年 9 月 29 日	宣布 6.25 亿美元煤炭产业投资，用于煤电重启改造、农村地区煤电、废水管理、双燃料改造及天然气掺烧测试。
13. 能源部：1.75 亿美元用于农村煤电厂现代化改造	2026 年 2 月 11 日	提供 1.75 亿美元资助西弗吉尼亚、俄亥俄、北卡罗来纳、肯塔基等六州煤电厂现代化改造，重点服务农村和偏远社区。

资料来源：白宫、美国电力杂志（Power Magazine）、美国环保署（EPA）、美国土地管理局（BLM）、美国能源部（DOE），信达证券研发中心

我们认为，相关政策短期利好美国本土能源安全与传统能源产业收益，中长期看或将影响全球能源产业链格局，加剧化石能源价格波动，重塑新能源发展格局，放缓全球低碳转型节奏。与此同时，其他能源消费大国和经济体也可能效仿美国效仿，全球能源治理不再单一聚焦绿色低碳，逐步形成化石能源与可再生能源同步发展的复杂格局。

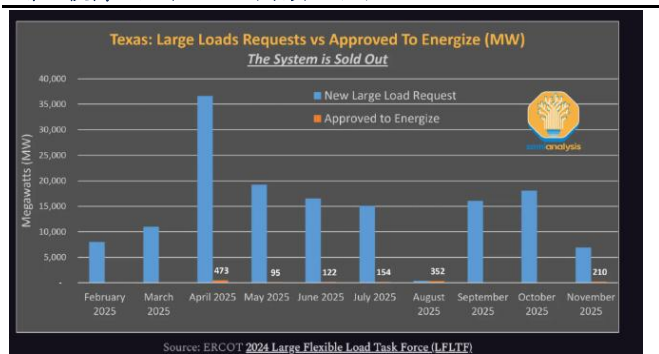
3.2 气电 2030 年前仍是美国主力电源，之后核电或成为主力，煤电延迟退役

3.2.1 尽管面临一定挑战，天然气发电仍是短期内解决美国 AI 用电的主要方式

美国电网的扩容速度难以匹配 AI 数据中心的建设周期，电力交付延迟已成为算力扩张的核心约束。美国当前 AI 的瓶颈在于电力基础设施的交付节奏无法匹配 AI 算力的指数级增长。AI 数据中心从规划到投用的周期已压缩至 12 至 24 个月，而电网扩容、输电线路建设及并网审批的典型流程仍需 3 至 5 年。以德克萨斯州电力可靠性委员会为例，2024 至 2025 年间数据中心提交的新增负荷申请高达数十吉瓦，同期实际获批并接入的容量仅约 1 吉瓦。大量投机性并网请求堵塞了审批通道，加之电网实时平衡的技术要求与严格的工程研究流程，共同导致并网时间表大幅延长。对于 AI 公司而言，等待电网意味着将算力上线时间推迟数年，这在竞争激烈的行业中是无法承受的风险。

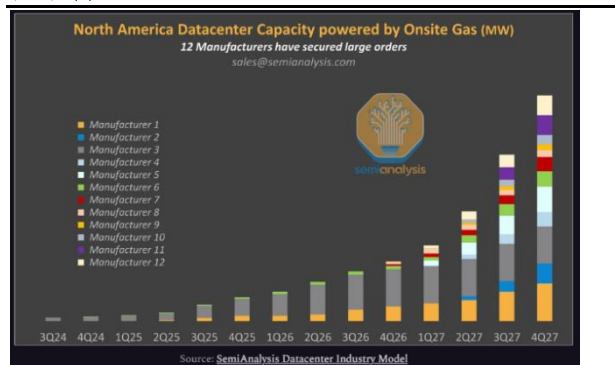
算力的高时间价值平衡了自建电厂的经济性劣势，AI 公司选择以自己掌握电力供给作为匹配需求的出路。2026 年 2 月，特朗普在国情咨文中提出电费保护承诺（“Ratepayer Protection Pledge”），要求亚马逊、Meta、xAI 等多家科技巨头，为新建 AI 数据中心自建或自备电力供应，避免加重居民电费负担。“BYOG”模式的核心价值在于允许数据中心在电网接入前即开始运营，现场发电设备后期可转为备用。从静态经济性看，自建电厂的平准化度电成本通常高于电网供电，但 AI 算力的时间价值完全改变了决策逻辑：单个 GW 级的数据中心提前数月上线即可带来数十亿美元的额外收入，足以覆盖自建电厂的溢价。2025 年底，美国已有十余家发电设备供应商单笔获得超过 400 兆瓦的 AI 数据中心现场发电订单，标志着电力首次被视为 AI 基础设施的有机组成部分，而非外部条件。能源即服务供应商如 VoltaGrid 提供完整的电力运维外包，进一步降低了自建电厂的技术门槛。监管层面也在逐步适应这一变化，部分电网运营商开始鼓励新建数据中心自带发电能力。在美国电网完成大规模升级之前，自建电厂或将成为大型 AI 数据中心的标准配置。

图 43: 2024—2025 年, 德州 ERCOT 数据中心提交新增负荷申请规模高达数十 GW, 同期真正获批接入仅约 1GW。



资料来源: SemiAnalysis, 信达证券研发中心

图 44: 北美“BYOG”模式的天然气装机容量预测至 2027 年快速增长



资料来源: SemiAnalysis, 信达证券研发中心

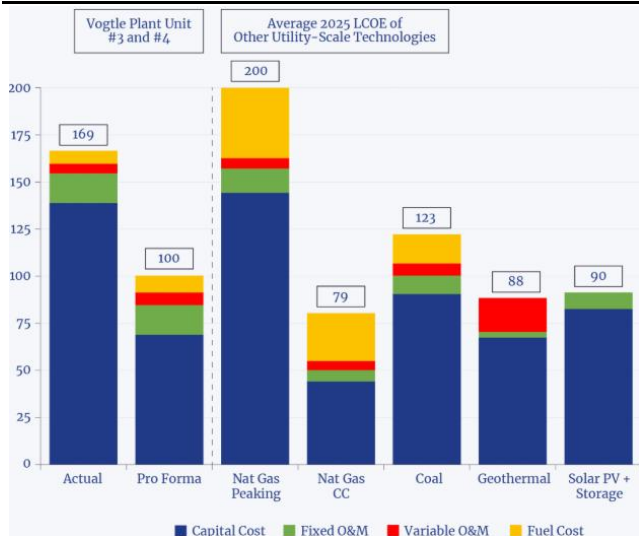
天然气发电设备供应链正面临交货期延长, 制造商则由于历史原因, 扩产较为审慎。当前燃气发电系统的交货期已远超历史水平: 过去制造商通常接受发货前约 20 个月的订单, 而如今 GE Vernova、西门子能源和三菱动力三大制造商正在接受 2028 年、2029 年甚至更晚的订单, 且部分预订席位不可退款。各制造商虽均报告数据中心需求增长, 但普遍采取谨慎应对而非全面扩张。例如: GE Vernova 已承诺将年产量恢复至 24 吉瓦, 大致相当于其 2007 至 2016 年的水平, 计划增加员工和机械但维持现有工厂面积。西门子能源同样计划在不扩大占地面积的前提下投资扩产, 预计到 2028 至 2030 年将年产能从约 20 吉瓦提升至 30 吉瓦以上, 但战略重心更侧重于价格提升和服务收入, 优先选择回收周期短的投资。燃气轮机行业在面对大量订单仍不选择扩产的原因, 也可以归因于 2000 的燃气建设热潮: 彼时燃气轮机制造商基于订单的快速增长选择了产线扩增, 而后出现供给过剩。尽管 2008 年后由于页岩油气技术突破, 燃气发电行业在经历需求快速增长后解除了供给过剩的危机, 但是燃气轮机制造厂的供给过剩却没有缓和, 经历了较长时间的低潮期。

3.2.2 核电随成本下降或具备一定竞争力, 在 2030 年后或成为发电增长主要来源

尽管美国核电机组高效可靠, 但新建大型反应堆因历史原因成本高昂、建设拖沓, 行业几乎陷入停滞。核能长期贡献美国约两成电力, 现有 94 座反应堆平均服役已超 42 年, 运行稳定且容量因子高。然而自 1979 年三里岛事故后, 新的安全要求使建设成本和工期双双大幅上升, 1979 年前完工的反应堆中位工期仅 6 年, 平均造价每千瓦不到 1900 美元 (2024 年不变价), 之后则增至 12.2 年和每千瓦 7600 多美元。近年唯一建成的大型项目是佐治亚州的沃格特勒 3、4 号 AP1000 机组, 总成本达 349 亿美元, 工期拖延至十余年, 但超时的原因主要来自首次设计缺陷、西屋公司破产、新冠疫情等非重复因素。若吸取这些教训, 后续同类反应堆的单位建设成本有望大幅压缩, 麻省理工学院分析认为下一个 AP1000 核电站的不含融资建设成本可降至每千瓦 5600 美元左右, 但建设时间仍要五年以上。

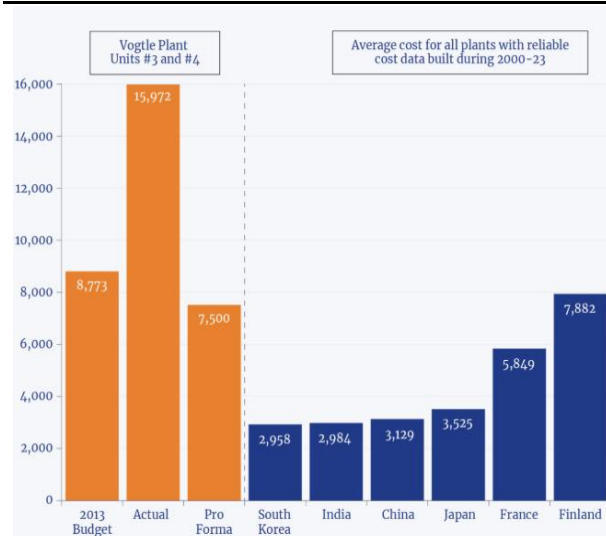
在新的融资和建设模式下, 结合科技企业的长期购电协议, 新一代 AP1000 反应堆的发电成本将具备一定竞争力。近年微软、亚马逊、谷歌、Meta 等大型科技公司为满足数据中心的全天候清洁电力需求, 已纷纷与核电企业签署购电协议, 甚至承诺支持全球核电容量的三倍增长目标。这些公司账面现金充足, 完全有能力参与新核电项目的股权投资或签订长期购电合同, 为项目提供稳定的收入预期。从成本对比看, 每千瓦 7500 美元的建设投入所对应的核电 LCOE 与天然气、煤、地热等其他可调度电源大致相当, 且远低于配备储能后的风光项目成本; 更重要的是, 核电在前 30 年回收资本后, 后续运行成本低。因此, 若通过标准化设计和重复建设持续降低成本, 并配以契合风险偏好的项目融资安排, 大型核反应堆在未来将重新成为美国扩充可靠、低碳且长期廉价的基荷电源的现实选择。

图 45: ProForma 反应堆的平准化能源成本已降低 (\$/MWh)



资料来源:《A Strategy for Financing the Nuclear Future》Paul H. Tice, 信达证券研发中心

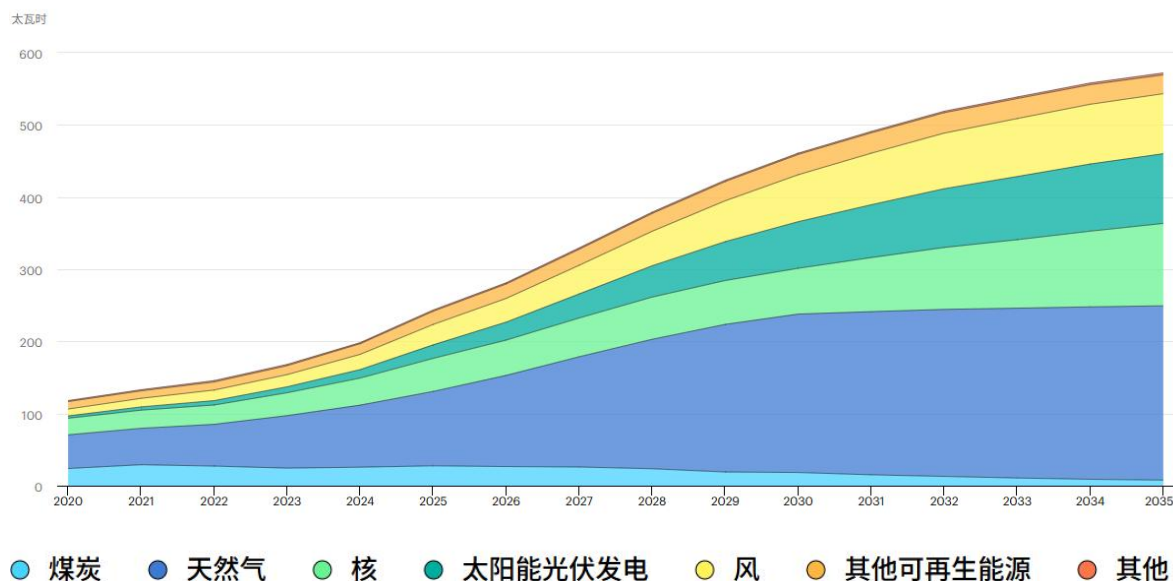
图 46: 2024 各国核电建设成本, 美国仍旧较高 (\$/KW)



资料来源:《A Strategy for Financing the Nuclear Future》Paul H. Tice, 信达证券研发中心

根据 IEA 统计, 核电在 2030 年后将成为数据中心用电的主要增量。天然气目前是美国数据中心最大的电力来源, 占比超过 40%, 其次是可再生能源 (主要是太阳能光伏和风能), 占比 24%, 核能和煤电分别占比约 20% 和 15%。未来五年, 由于需求增长尤为迅速, 天然气将成为新增电力供应的最大来源, 预计到 2030 年每年将新增超过 130 太瓦时 (TWh) 的发电量。可再生能源是第二大新增电力供应来源, 预计在 2024 年至 2030 年间将为数据中心增加 110 太瓦时的电力供应。这主要归功于大多数州电力结构中风能和太阳能光伏发电占比的持续增长, 以及部分数据中心运营商对配套可再生能源设施的投资。核能在美国数据中心电力需求方面发挥着重要作用, 尤其是在 2030 年首批小型模块化反应堆 (SMR) 预计投入运营之后。迄今为止, 科技公司已计划投资超过 20GW 的 SMR 项目, 而该技术的成功发展可能会带来更大的机遇。随着可再生能源发电量的持续增长, SMR 的扩建将减少对天然气发电的需求。

图 47: IEA 预测, 2020-2035 美国数据中心按燃料类型划分的发电量

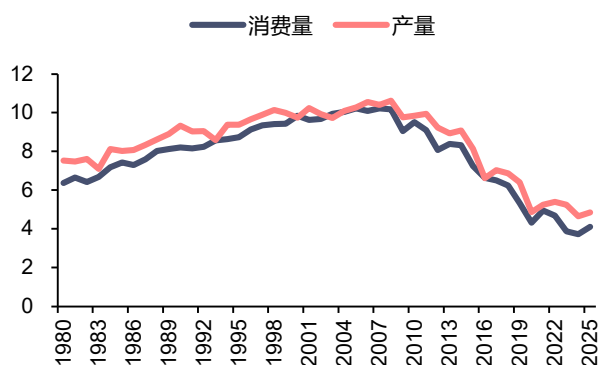


资料来源:《Energy and AI》, IEA. 信达证券研发中心

2.2.3 煤炭需求反弹, 煤电机组延迟退役或成常态

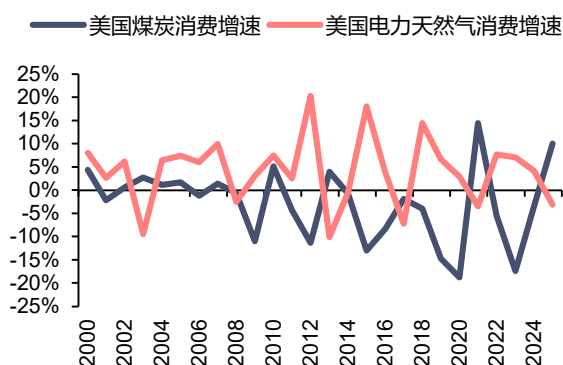
自 2020 年代中期以来，美国煤电消费经历了十余年的持续下滑，但在 2025 年出现了明显的需求回暖，天然气成本也有较强影响。煤电消费的再增长主要来自整体电力需求的快速增长。EIA 数据显示，2025 年美国发电量增长了 2.8%，创下近年来的较高增速，当年发电量预计达到 4,430 亿千瓦时。用电需求的边际增量在一定程度上转化为了煤电消费的实际增长，煤电作为相对灵活的可调度电源在供需紧张阶段承担了填谷增量的角色。此外，天然气价格对于天然气消费量有较大影响，进而影响煤电的消费。例如 2021 年，天然气交付成本涨幅，电力企业优先调度相对便宜的煤电机组，煤炭消费有明显升高。2022 年，随着俄乌冲突引发的全球天然气供给紧张，天然气交付成本进一步抬升，煤电的经济性优势进一步凸显。但此后，2023、2024 年气价回落，重回与煤炭成本相近甚至更低的区间，煤电的经济性优势随之消退。从历史长期视角来看，美国电力市场高度依赖天然气价格信号，气价的每一次大幅变化都会直接传导至发电调度序列，进而影响煤电的利用强度与退役节奏。

图 48: 2008 年后，美国煤炭产量消费量快速下滑，2020 年后略有企稳 (亿吨)



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

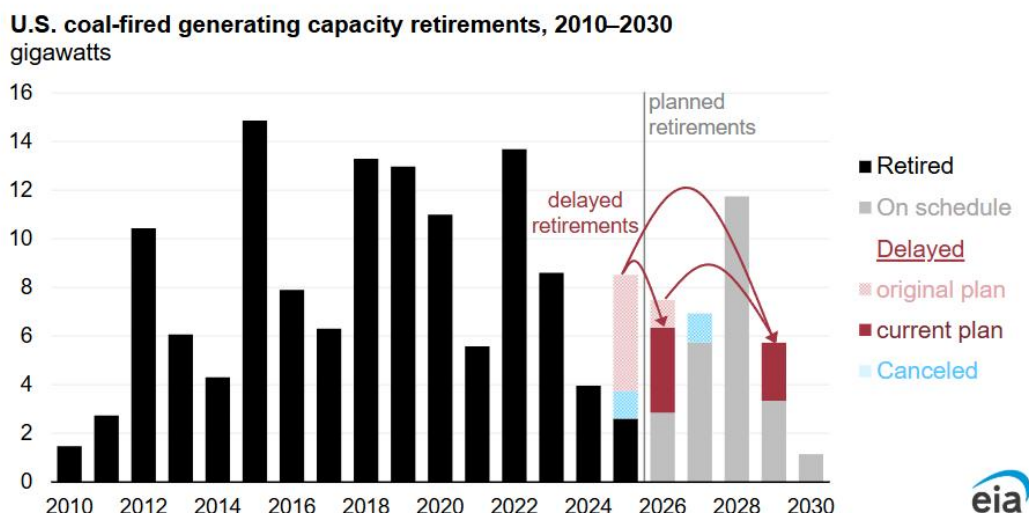
图 49: 美国煤炭消费与天然气的消费此消彼长，呈较为明显的互补关系



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

2024 年之后，美国煤电退役规模快速收缩，其中联邦政府的直接干预发挥了决定性作用。2025 年全年，美国电力行业仅退役了 2.6 吉瓦煤电容量，涉及 4 座电厂，创下 2010 年以来的最低纪录。更值得关注的是，发电企业原计划在 2025 年退役 8.5 吉瓦煤电容量，最终仅完成了不到三分之一，约 6GW 的退役计划被迫推迟。从实际延迟案例来看，自 2025 年 5 月以来，美国能源部依据《联邦电力法》第 202(c)条的紧急授权，已累计发布十余份紧急令，涉及多座燃煤电厂，要求这些原定关停的机组持续运行。同时，电网运营商 PJM 区域内原定退役的 23 座化石燃料发电厂中，有 13 座已被电力公司、电网运营商或联邦政府推迟或取消了退役计划。煤电退役速度的放缓一方面是电力需求超预期增长带来的市场压力所致，另一方面则直接源于联邦政府以保障电网可靠性为理由进行的行政干预。

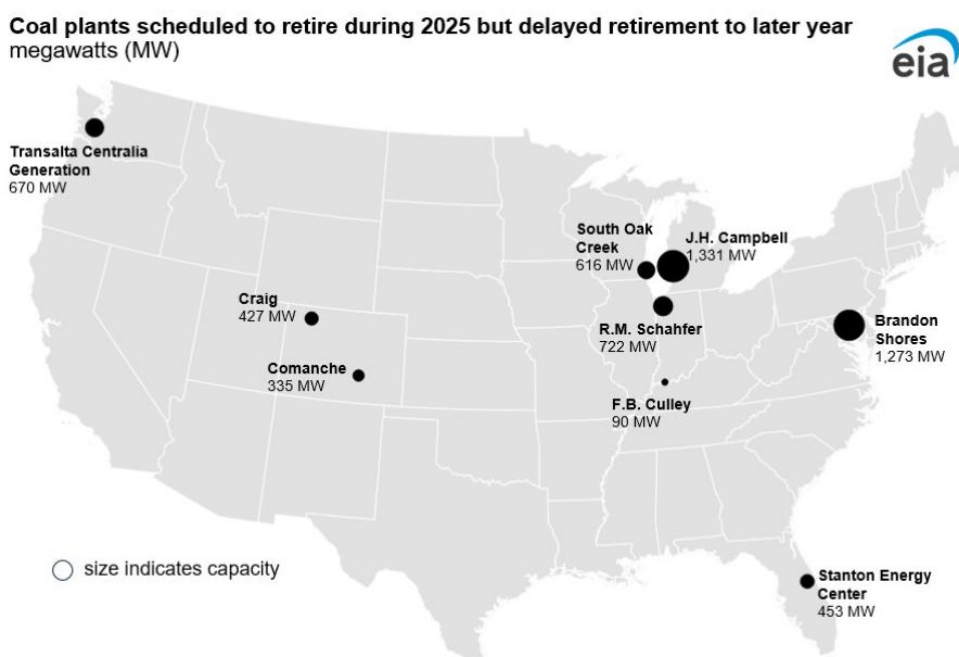
图 50：美国煤电退役速度在 2024-2025 年快速降低



资料来源：EIA，信达证券研发中心

电网稳定性不足，触发“RMR”合同延迟煤电机组退役。如上文所言，1990 年美国电力市场转向全面竞争后，确保电网基本电力服务的机制转变为了“RMR”合同，这是根据联邦能源监管委员会及各区域输电组织（RTO）/独立系统运营商（ISO）的市场规则，发电商提出机组退役申请后，电网运营商须开展可靠性评估。若认定该机组的退出将引发电网可靠性风险，则有权签发可靠性必运行（RMR）命令，要求机组在指定期限内继续运行，并给予成本补偿，费用最终向终端用户分摊。这一制度的初衷是为输电升级或替代电源建设争取时间，但在实际操作中，RMR 合同的临时属性往往演变为长期延迟。以 PJM 区域为例，Talen Energy 于 2023 年即宣布退役 Brandon Shores 燃煤电厂，PJM 评估认定其退出将威胁巴尔的摩地区电网可靠性，而所需输电升级项目预计要到 2028 年方可完成，据此以 RMR 协议要求该电厂继续运行至 2029 年，每年补偿约 1.8 亿美元外加燃料及运维成本。若新建输电或替代电源的建设周期持续拉长，RMR 合同将被同步推延，煤电机组即便经济性不佳也仍旧需要继续留存在系统中。

图 51：2025 年美国煤电延迟发电机组退役约 6GW



资料来源：EIA，信达证券研发中心

整体来讲，美国在未来一段时间内面临的电力问题是系统性的，涵盖发电设施、基础设施以及供应链的挑战，为保证电网可靠性，煤电或将进一步延迟退役。如上文所言，即便大部分AI公司能通过自建电厂解决电力需求，美国电力总需求也在随着居民交通供暖电气化增长。在电网中煤、核等传统机组也正被依赖天气的风光电源大量替代，也导致电力系统中的关键支撑能力被削弱，面临更为较为的可靠性挑战。为平衡电网的可靠性，需要保持可调度电源的充裕。天然气电厂由于眼下建设周期和成本的吸引力仍然是主流新建机组，但会使电价暴露于未来气价波动中，这种风险已在俄乌冲突后气价大幅上升时得到印证。此外，燃气机组的供应链紧缺也会延缓新建燃气机组的投产，尤其考虑到AI公司对于燃气自备电厂的庞大需求。大量煤电常规机组在1980年左右的建设潮后正批量迈入退役阶段，尽管运营成本较高，但是电网可靠性问题或将迫使燃煤电厂由于政府法令或电网的RMR合同要求，进一步延迟退役。

3.3 基于美国电力发展与缺电困境的历史经验、制度反思与市场启示

➤ 一、资源充足是一个国家的“能源主权”的必要条件而非充分条件

美国能源主权的危机始于对进口石油的深度依赖，1973年的石油禁运将这一脆弱性暴露得淋漓尽致。二战后的1946-1970年间，美国经济的高速增长建立在对廉价进口石油的持续消耗之上，1973年第四次中东战争引发的阿拉伯石油禁运，使国际油价在数月内翻了两番，美国国内生产成本快速上升，工业生产大面积受阻。这一事件深刻警醒美国决策层：一个超级大国，由于将能源命脉系于海外动荡地区，其经济繁荣和国家基础较为脆弱。更深远的是，禁运暴露出的不仅是供给中断的风险，更是美国在全球能源博弈中的被动地位——产油国通过欧佩克集体行动，能够对美国的能源供应施加近乎单向的定价权和禁运威胁。此后，尽管侧重点不同，“能源独立”被提升为跨越政党轮替的国家战略目标，联邦政府开始动用一切手段减少对外部石油的依赖，也影响了此后半个世纪的美国能源政策走向。

为实现“能源独立”，美国展开了长达数十年的多维战略努力，页岩气革命最终使其完成了从进口依赖到出口主导的历史性跨越。页岩气开发所依赖的水力压裂和水平钻井技术，正是政府与企业数十年持续攻关的产物。2008年前后，这些技术取得颠覆性突破，页岩气产量大幅增长，天然气价格从长期位于低位区间，改变了美国的能源供需格局。在供应端，大量原本依赖进口的化工、制造产能开始回流；在电力端，廉价天然气加速替代煤电，降低了电力成本和碳排放。更关键的是，美国先后于2011年成为石油产品净出口国，2017年成为天然气净出口国，均为上世纪50年代以来首次。至此，持续了近半个世纪的“能源独立”目标基本实现，并进一步转向更具攻击性的“能源主导”战略，能源出口成为美国手中的地缘政治筹码。

然而，能源主权不仅关乎资源自给，更体现在国内基础设施的系统韧性上，这正是美国当前面临的新型能源瓶颈。美国虽已摆脱对进口油气的依赖，但其能源体系内部仍存在的脆弱性。天然气发电的高度依赖，在极端寒潮等天气下暴露了燃料供应的结构性风险——管道容量被居民取暖的固定合同优先锁定，电力机组在即期市场可能面临无气可用的困境，2021年和2022年冬季风暴中的大面积停电即是实证。更严峻的是，跨州输电能力不足和长周期投资的系统性匮乏，使美国电网在需求激增面前难以形成有效的区域互济，局部短缺风险频发。由此可见，能源主权并非一个一劳永逸的终点，而是一个持续演化的能力建设过程：在实现了“不依赖别人”之后，还需要解决“自己内部是否畅通”的问题——既要通过多元供应和技术自决守住资源端的底线，也要通过电网建设和市场机制设计，构建一个内部韧性足够强、能够跨区域协同和抵御极端冲击的现代化电力系统。真正的能源主权，不只是资源的归属，更是整个系统全天候从容运转的能力。

➤ 二、美国“利润驱动、私人主导”电力发展模式对电力行业的公共服务属性产生一定挑战

美国电力系统“利润驱动、私人主导”模式在激发创新活力上具备优势，但其协调失灵的问题同样根深蒂固。从交流电的胜出到页岩气革命，私人资本在市场竞争中展现出强大的技术创新和资源配置效率。然而，这一模式的代价同样高昂：投资的强烈顺周期性导致历史上反复出现非理性装机热潮与随之而来的产能过剩及破产潮，资源浪费较大；分散的州级审批与联邦仅具“研究与建议”职能的弱协调角色，使跨州输电等关乎全局的长周期基建推进较为困难。这种制度惯性在当前需求骤变、传统机组加速退役的背景下被进一步放大——私人资本因长期不确定性而趋于保守，分散决策难以形成快速、协调的供给响应，曾经在平稳增长期尚可运转的模式，在 AI 蓬勃发展拉动电力需求的当下。

市场设计若只对“能量”定价而忽视“可靠性服务”的价值，将导致不可逆的资源错配，事后修补远不如事前机制构建。美国批发市场的竞价机制成功压低了发电成本，但对传统机组无偿提供的稳定性服务的定价不足，使得边际成本接近于零的风光优先并网，而能够提供可靠容量的煤电、核电却因经济性不佳而加速退出。市场对系统稳定性的透支直到容量认证方法收紧、缺口暴露后才被逐步认知，而此时大量资本已涌入间歇性电源，可调度资源的退出已然成为既成事实。通过 RMR 合同强行挽留本应退役的机组，本质上是对市场设计失灵的事后补救，而非制度上的优化。

电力基础设施存在系统性“长周期短缺”，短期回报导向的资本配置模式难以支撑系统的长期转型需求。美国电力投资的结构分化并非偶然，而是由资产回报特征和制度环境共同决定的。发电项目尤其是气电和新能源，建设周期短、回收快，在竞争性市场中电价传导机制明确，较易获得资本追捧；而输电线路和电网现代化的投资周期长达十年以上，回报率受严格监管，且需跨越各州的审批和利益协调，风险与不确定性高。上市公司主导的电力企业在业绩压力下，更倾向于将现金流用于分红和股份回购，而非将利润重新投入到回报不确定的电网升级中，导致输电网的更新换代始终处于“勉强维持”而非“适度超前”的状态。在我国国有资本主导的体制下，虽然不存在与华尔街业绩压力的同构问题，但同样面临电网投资如何在短期运营效率与长期扩容需求之间取得平衡的挑战。在新型电力系统加速推进的当下，电力基础设施的前瞻性布局，可能比电源建设更早、更迫切地需要纳入系统性统筹。

➤ 三、能源安全需要“冗余充足度”：预测会在某一刻失灵，而短缺比过剩代价高得多

能源需求的增长轨迹往往是非线性的，甚至呈现跳跃式特征，这使得精确的长期预测几乎不可能实现。回顾美国电力行业的历史，可以清晰地看到三次大规模的预测失误。前两次发生在 20 世纪下半叶，产业界和政府基于经济高速增长时期的经验惯性，将年均 7% 的电力需求增速进行线性外推，坚信未来会延续同样的轨迹。1970 年的美国电力预测便是典型例证，其对未来电力需求的高估，直接推动了煤炭和核电的过度建设。而当前的缺电危机，则是源于完全相反的逻辑：在经历了长达十余年的电力需求增长停滞，整个行业对数据中心和电气化带来的需求的快速增长准备较为不足。无论是过度乐观还是过度悲观，基于历史趋势的线性思维在能源需求预测上总是捉襟见肘，因为技术创新、产业变革和地缘政治等驱动因素的涌现往往不具备连续性。

相较于供给过剩，电力短缺对经济和社会运行的冲击更为致命，其代价远超过剩本身。电力是现代经济的底座，具有极强的公共事业属性，一旦出现持续性短缺，社会经济的运行成本将快速攀升。1970 年代的石油危机和当前美国的区域性缺电风险都表明，缺电不仅会直接拉高生产成本，导致工业减产甚至停产，还可能通过电价传导至居民消费端，加剧通胀压力。相比之下，1980 和 2000 年左右的，高估需求而导致的供给过剩，虽然也在短期内引发了电力公司的财务困境和投资亏损，但随着经济总量的持续增长，过剩的产能大多被逐步

消化吸收，最终在更长的时间维度上达成了新的供需平衡。缺电的损害具有广泛的社会传导性，而供给过剩的损失则主要由行业投资者承担，并不影响整个社会。

能源系统在规划和建设中应当保留一定的“冗余充足度”，不只是装机总量的冗余，也是电源结构的多元化。从美国的历史经验看，这种冗余既体现在装机容量的适度超前上，也体现在电源结构的多元化上。将发电重任完全寄托于单一的、看似最经济的能源品种，会使整个系统在燃料供应中断或技术路径突变时变得较为脆弱。一个具备“冗余充足度”的系统，意味着在需求意外激增或主力电源出力受限时，仍能调用储备容量来满足负荷，从而平滑价格波动、防止供应中断。这种冗余是一种需要付费的系统性保险，其价值在平稳运行时难以被察觉，但在危机时刻却能有效防止系统性风险。对于一个国家的能源体系而言，关键不在于精确预测未来（事实上总会出现“跳跃”），而在于构建一个足够有弹性的体系，允许一定的过剩以应对必然存在的不确定性。

➤ 四、即便在“退煤化”的美国，煤电也体现了核心兜底价值：稳定、灵活、容量充裕

尽管美国自 2008 年以来开始的“去煤化”进程非常迅速，但在关键时刻依旧需要煤电承担兜底功能。自 2008 年页岩气革命以来，美国煤电发电量快速下滑，但每当天然气价格因地缘冲突或极端天气而大幅上升，或是新能源出力大幅不及预期时，煤电便会成为保障电网安全的关键后援。2021 年和 2022 年天然气价格暴涨期间，燃煤机组的容量因数从历史低位反弹，2025 年煤电消费更是出现了多年来的首次正增长。即便在天然气供应相对充裕、风光装机快速扩张的美国，煤电作为系统“压舱石”的角色依然活跃。在电力系统最紧张的时刻，能够被调度、能够稳定出力的煤电机组，往往扮演了避免大规模停电的底线角色。

在当前的能源技术条件下，煤电的“兜底”特质具备其他电源难以同时兼顾的比较优势。评估一种电源是否具备兜底能力，需要综合考量其成本的相对经济性、出力的全天候稳定性以及燃料供应是否受地域和季节的刚性约束。水电虽然清洁且成本低，但受流域资源禀赋和地理条件限制，扩容空间有限，且出力受丰枯水期影响。天然气发电尽管灵活高效，但其燃料成本受国际市场波动影响较大，且依赖管道运输，在极端寒潮等情形下面临供应中断风险。风电和光伏的边际成本趋近于零，但其出力的间歇性与不可调度性，决定了它们无法独立承担基荷责任。核电技术尚需时间验证其经济性和稳定性。综合来看，燃煤发电在可控的成本水平上，能以全天候、稳定可调的出力为电网提供基础负荷支撑，且煤炭本身的储运相对便利，不易受到即时的供应中断威胁，这些特质使其在当前技术条件下的能源体系中仍保有不可替代性。

在全球加速向绿色电力转型的背景下，电网稳定性的挑战只会日益加剧，这反而进一步凸显了煤炭的核心价值。随着风光等间歇性电源在电力系统中占比的持续提升，系统对可调度、稳定出力电源的需求不是降低了，而是变得更加迫切。新能源出力的大幅波动，需要有能够快速响应、持续输出的电源来对冲其不稳定性，而煤电正是执行这一平衡功能的现实选项之一。即便是气电资源丰富的美国，其大规模的气电调峰能力也无法完全替代煤电在极端情况下的兜底作用。对于以煤电为发电主力的中国电力系统而言，在储能技术实现大规模、长周期、低成本突破之前，煤电的兜底价值不应被低估，追求能源结构的清洁化，必须建立在系统安全稳定这一底线之上。

➤ 五、“越淘汰，越稀缺”的资源悖论，淘汰预期下的投资不足将制造一个更深、更长的周期

在全世界，煤炭及关联行业的投资逻辑正陷入一个自我强化的悖论：“越淘汰，越稀缺；越稀缺，越难淘汰”。煤炭是典型的资源消耗型行业，煤矿储量会自然衰减意味着，要维持现有产能就必须持续进行资本投入以开发新矿、补充接续产能。然而，全球范围内的“去煤化”

预期和日益收紧的 ESG 融资约束，使得投资者和矿业公司对长周期、大规模的上游煤炭开发项目避之不及。担心数十亿的项目投入刚落地，需求端便已坍塌，这种“搁浅资产”的担忧直接导致全行业资本开支长期不足。结果是，煤矿产能的自然衰减速度快于新产能的补充速度，全球煤炭供给的弹性持续收窄。美国的煤电行业的形势也类似：加速的淘汰直接减弱了电力体系的稳定性，使得本应被淘汰的煤电在短期内反而显得更加不可或缺，形成了一个“少投—少产—不足—多用”的矛盾闭环。

煤炭行业的周期属性有所改变，使其从传统跟随宏观经济的短周期波动，演变为由供给侧“投资不足”驱动的更长、更深的结构性周期。过去，煤炭企业的命运与宏观经济周期高度共振：经济繁荣时需求旺盛、价格上扬，经济萧条时需求萎缩、价格下跌，虽然有一定基于产能扩张的迟滞，但总体符合经典的周期性循环。然而，当下的逻辑已经发生了一定的转变。需求端的不确定性——何时见顶、以何种速度下滑——并未消除，但供给端收缩的确定性——资本停止投入、产能自然衰减——却已成为主要矛盾。投资不足导致的供给刚性，使得即使需求增长放缓或小幅下滑，也不足以压低价格，因为供给端收缩得更快。这解释了为何在全球能源转型持续加速的时期，煤炭价格反而能屡创新高。这种由供给侧深度衰竭所驱动的周期，其持续时间和波动深度可能远超以往，通过短期宏观景气判断行业走势的传统框架，可能将面临失效。

私人资本短期的风险规避逻辑是企业的正确选择，但对整个行业生态及社会目标而言不一定是好事。私人资本以其逐利的天性，在面对高度不确定的长期需求时选择回避，从个体理性角度看无可厚非，但其集体行为却可能导致系统性的供给不足，进而损害公共电力安全和社会整体利益。这正是市场失灵的典型表现。在公共事业行业，政府或许应当承担更多责任。一方面，需要通过清晰的能源政策和统筹规划，为市场提供长期的需求预期，降低政策不确定性带来的投资风险；另一方面，可能需要由政府主导或提供激励，来保障基础能源的长期资本开支和产能接续，确保在能源转型过程中，不会因为投资断层而引发系统性的安全危机。煤炭作为兜底能源的定位，基于“长协价”和产能许可，在我国被剥离了一部分单纯市场定价的商品属性，其供给保障具备一定的公共服务属性。尽管行业下行周期内市场或多或少地“不愿投、不能投”，却依旧能够维持整个能源系统在漫长转型期中的基本安全与稳定。

投资策略

美国“人工智能新时代”和“后《巴黎协定》时代”，叠加复杂多变的地缘政治形势，能源安全与能源转型均已成为全球重大关切，或将重塑全球能源治理体系。美国 AI 产业的迅猛发展带来的缺电问题，意味着人工智能产业竞争的关键必要条件之一在于获得稳定、可靠且可扩展的电力资源，尤其是极端负荷时快速部署响应的电源电力和电网设施，而这也是实现真正能源主权的重要基础。值得注意的是，美国缺电事件暴露出其能源规划缺乏统筹性，且在制定规划时往往存在高估能源供给、低估能源需求的倾向，换言之，能源供给是显性的可预测的，而能源需求爆发是隐性且不确定性的，容易被简单地线性外推。基于此，能源系统安全须具备适度“冗余度”与多元性，既要重视“电力能量”，更要关注“可靠稳定供给能力”。反观美国，特朗普再度退出《巴黎协定》，将发展重心偏向传统化石能源。一方面，加大国内煤炭、石油及天然气的开采力度，并积极抢占国际市场份额；另一方面，调整能源领域的税收与贸易政策。这些举措不仅加剧了全球化石能源价格的波动，还直接对全球新能源产业链布局造成了冲击。

基于对美国电力系统百年演变与当前缺电困局的复盘，我们认为能源转型或仍需要较长时间的过渡期。传统能源在系统安全面前的稳定作用被长期低估，而供给侧资本开支不足会在需求波动时直接表现为结构性短缺。2020 年后，美国煤电在十余年快速淘汰后，因数据中心负荷爆发被迫延迟退役。这反映了全球能源转型中的一个现实：当行业长期预期某类资源将退出，私人资本便回避长周期、大规模的化石能源开发，产能自然衰减的速度超过新产能补充的节奏，需求一旦非线性增长，供给缺口便迅速扩大。这种需求的跳跃式增长如果是由技术革命带来，则是难以预测的，而以上情境则导致了一个超级大国的电力系统内面临可能持续数年的困境。换言之，即便在美国这样长期推行“退煤化”的国家，煤电凭借其可控成本与稳定供给的技术经济特性，依旧担当着应急缺电保障电源的重要角色，其他部分能源消费大国或可能重启传统能源以保障“能源安全”，进而迟缓全球绿色转型进程。

这一经验对中国煤炭行业及能源转型具有重要参照意义。相较于美国，我国强大的制造业具备更高的电力需求，更依赖电力系统的稳定运转。而我国的产能指标、保供政策、长协煤价、长协电价等一系列以政府主导的产业调控手段较好地保障了电力系统的稳定运转。“双碳”目标明确了我国能源结构转型的方向，也是坚定的发展方向。但在储能技术尚未实现大规模、长周期、低成本突破之前，煤炭作为我国电力系统中稳定、灵活、大容量的基荷电源，其功能仍无法被替代，尤其是在我国天然气资源较为稀缺的背景下。另一方面，从全球范围看，煤炭资源的稀缺性正随投资不足而持续加剧，澳大利亚、美国等西方国家由于 ESG 的相关投资要求对于煤炭的投资逐年下降。在我国资源开发重心西移，吨煤投资成本上升的背景下，进口煤价也有望随全球供需渐渐收紧而呈现稳中有进。

投资策略：基于前述分析，我们预计，在未来一段时间，能源安全的可及性、可靠性和持续稳定性，或将成为支撑各国经济发展和重构全球社会秩序的重要抓手，同时，全球能源治理体系或将由单一的绿色化导向转变为“化石能源与可再生能源双轨并行”的新态势。**综合考虑美国现阶段缺电成因及应对措施，围绕能源产业链，建议自上而下可关注以下投资主线：**

电源端：政府主导公用装机叠加科技巨头自备电厂，气电、核电和风光等电源建设加速，带来燃气轮机、内燃机、小型核电反应堆、SOFC、风电和光伏装备及相关核心配件领域的投资机会；

电网端：大规模电网基础设施升级改造带来的高压变压器、开关柜机等相关领域的投资机会。

储能端：风光新能源装机推动储能需求高增长带来的锂电池、固态电池和电化学储能等相关

领域投资机会。

负荷端：为满足数据中心终端负荷电量需求和精准适配跨区域电量调度调节，或催生绿电直连、虚拟电厂和智能电力交易等相关领域的投资机会。

此外，美国再度拥抱化石能源及依托煤电的应急兜底，有望重塑全球能源供需格局，进而催化煤油气等传统化石能源资产的重估。

风险因素

(1) 宏观经济超预期下滑；

经济下行将直接抑制工业用电与钢铁、建材等高耗能产业需求，导致煤炭消费量收缩。

(2) 产业布局和安全环保政策调整；

相关产业布局和安全环保政策调整，可能改变当前中东部煤炭开采限制情况。

(3) 技术进步带来的能源替代加速；

光伏、储能等清洁能源技术进步，挤压煤炭市场份额。

(4) 煤炭需求快速下降；

“双碳”目标推进，促使电力、工业等领域加速脱煤，导致煤炭需求快速下降。

(5) 煤价大幅下跌。

若供应过剩或进口煤冲击加剧，叠加需求端疲软，可能引发煤价非理性下跌，煤企利润承压。

研究团队简介

高升，中国矿业大学(北京)采矿专业博士，高级工程师，中国矿业大学（北京）校外专业学位研究生导师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长、挂职下属煤矿副矿长，在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作。2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭、钢铁及上下游领域研究，现为能源与双碳中心研究中心总经理、煤炭钢铁行业首席分析师。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭和煤矿智能化行业研究。

李栋，南加州大学硕士，2023年1月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

刘波，北京科技大学管理学本硕，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭和钢铁行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 15% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在 ±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。