下载日志已记录，仅供内部参考

华泰证券 HUATAI SECURITIES

欧盟能源转型和 AI 增长或致缺电力

华泰研究

2026 年 10 月 12 日 | 中国内地　　深度研究

近年来，AIDC、交通电气化快速发展与欧洲能源转型同步推进，未来欧洲电力系统能否满足新增顶峰需求逐渐受到市场关注。本报告通过复盘欧盟电力供需结构、搭建欧盟电力供需平衡表，发现：1）2008 年起欧洲用电需求由长期增长转入停滞状态，未来十年 AIDC 和交通电气化有望推动这一趋势发生变化，峰值负荷也将随之增长；2）欧洲未来在能源转型的背景下，风光装机占比持续提升、煤电等传统可控电源退出，可控装机增长将慢于峰值负荷增长，2027 年起或将产生电力缺口；3）为弥补电力系统顶峰容量缺失，电化学储能装机有望显著增长。灵活性电源如电化学储能产业链将受益，该产业链相关公司包括欧洲综合能源运营商德国莱茵集团（RWE）等。

AIDC 与交通电气化有望开启欧洲用电负荷新增长曲线

2008 年后，欧盟工业用电量持续收缩，总用电需求增长乏力。未来 AIDC 与交通电气化发展有望推动欧盟用电需求开启新增长曲线。根据欧盟能源总司官网预测数据，欧盟 AIDC 装机有望在 2026-2035 年从 12GW 上升至 36GW，叠加其运行时间长、负荷刚性较强的用电特点，对峰值负荷影响更为直接。与此同时，道路交通电气化亦进入快速增长期，根据 IEA 及欧盟官方预测数据，2026-2035 年欧盟交通用电将由 85TWh 上升到 492TWh，CAGR 为 19.2%。2026—2035 年，AIDC 和交通部门将分别贡献约 110TWh 和 407TWh 用电需求增量，推动欧盟峰值负荷由 424GW 升至 559GW。

新增装机以可靠系数低的风光为主，欧盟或将开始缺电力

在能源转型的背景下，根据 2025 年欧盟资源充裕性报告（ERAA）预测数据，2025—2035 年风光电合计装机将由 591GW 增至 1,442GW，占总装机比重由 48.7%升至 70.9%。2026-2035 年水电、核电装机受建设周期及政策约束影响，总体装机容量较为稳定；煤电持续退出，气电和氢能装机增长，将承接部分顶峰容量。我们测算在不考虑新型储能的前提下 2027 年前后起欧盟、英国、德国电力系统将陷入缺电力的状态中，且在此之后可靠装机缺口将持续扩大，欧盟备用率将由 2027 年的 20%持续下降至 2035 年的 6%。

为满足欧盟电力系统顶峰需求，新型储能装机有望迎来高增时代

为弥补能源转型背景下顶峰负荷增长带来的电力缺口，电化学储能有望成为重要的新增保障电源。按照欧盟整体备用率 25%、供需比 80%，单个国家备用率 20%、供需比 80%的约束条件，中性假设下我们测算 2026—2035 年欧盟、英国、德国将分别需新增约 143/32/40GW（对应 467/90/150GWh）电化学储能装机。或将利好积极布局储能项目的欧洲综合能源运营商德国莱茵集团（RWE）。

与市场观点不同之处

1）市场认为在能源转型背景下，欧盟煤电装机将于 2025-2035 年快速退出，但实际参考欧盟各国国家层面的煤电退出保守预测情形及考虑欧盟 AIDC 这类刚性用电负荷增长所可能导致的缺电力情况，我们认为欧盟煤电退出速度或低于市场预期，预计约为市场预测速度的 67%。2）市场认为欧盟气电装机将于 2026-2030 年增长后于 2030-2035 年逐渐下滑，但我们考虑欧盟整体及其内部各个国家的顶峰需求，预计欧盟气电装机将于 2026-2035 年维持增长趋势。

风险提示：测算与实际存在差异风险，能源转型不及预期风险，地缘冲突及能源价格超预期上行风险，AI 技术路线演进或 AIDC 用电需求不及预期风险。

发电　　**增持（维持）**

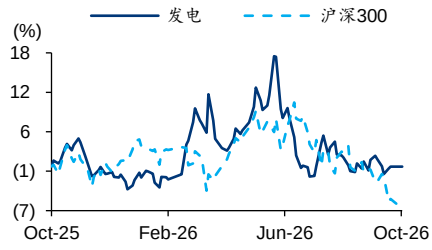
王玮嘉　研究员
SAC No. S0570517050002　wangweijia@htsc.com
SFC No. BEB090　+(86) 21 2897 2079

黄波　研究员
SAC No. S0570519090003　huangbo@htsc.com
SFC No. BQR122　+(86) 755 8249 3570

李雅琳　研究员
SAC No. S0570523050003　liyalin018092@htsc.com
SFC No. BTC420　+(86) 10 6321 1166

康琪*　研究员
SAC No. S0570526070019　kangqi@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

行业走势图



资料来源：Wind，华泰研究

下载日志已记录，仅供内部参考

正文目录

投资概要 **5**
区别于市场的观点 5
欧盟电力历史供需格局复盘：需求停滞出现拐点与供给重构 **6**
需求端：2008 年成为欧盟电力需求由持续扩张转入停滞期的重要拐点 6
供给端：装机增速显著快于发电量增速，新增装机以风光为主 8
年度电量平衡基础由供需同步扩张转向供给结构重组与需求停滞新阶段 11
需求展望：AIDC 与交通电气化共同驱动需求增长 **13**
全球 AI 算力需求持续增长，欧洲成为重要承接市场 13
欧洲 AIDC 布局呈现区域分化，北欧增长潜力或将更为突出 14
交通电气化推动需求持续增长，交通用电成为重点增量 17
工业复苏趋势偏弱，供暖用电缓慢波动不构成主要增量来源 19
供给展望：欧盟能源转型背景下的电力缺口 **21**
水电、核电装机容量整体稳定 21
风电、光伏将成为未来十年装机增量的主要来源 22
煤电退出速度放缓，气电及氢能装机增加 23
三种情形下欧盟电力供需平衡展望 26
三种情形下英国电力供需平衡展望 29
三种情形下德国电力供需平衡展望 31
欧盟电化学储能产业链或将受益 33
风险提示 34

图表目录

图表 1： 欧盟终端用电消费与各部门同步增长 6
图表 2： 欧盟工业用电停滞使得终端总用电陷入停滞 7
图表 3： 钢铁、化工石化、有色金属构成工业用电主要需求下降来源 7
图表 4： 2008-2024 年工业用电下降量比例 7
图表 5： 道路交通增长推动交通终端用电总增长 8
图表 6： 欧盟总发电量与总装机容量增速出现分化 8
图表 7： 1990-2005 年欧盟火电装机、发电量、利用小时变动频率趋近 9
图表 8： 2005-2024 年欧盟火电装机、发电量、利用小时变动频率分化 9
图表 9： 欧盟煤电正加速退出电力市场 9
图表 10： 欧盟火电技术结构正持续转型向以燃气机组为主 9
图表 11： 欧盟核电装机容量及发电量稳中趋减 10
图表 12： 欧盟风光电装机及发电量同步较快增长 10
图表 13： 2024 年欧盟发电量占比 11
图表 14： 2024 年欧盟装机占比 11
图表 15： 欧盟电力供需同步变化，2008 年前持续增长，2008 年后陷入停滞 11

下载日志已记录，仅供内部参考

图表 16： 2008 年后，风光电发电增量逐渐增大 12
图表 17： 2008 年欧盟发电结构以火电为主 12
图表 18： 2024 年欧盟发电结构由多种发电方式共同支撑 12
图表 19： AIDC 处于算力产业链中游 13
图表 20： 欧洲数据中心投资快速增长 14
图表 21： 欧盟数据中心装机、用电量同步增长 14
图表 22： 2025 年 Q2，北欧电价对比欧盟及欧洲平均较低 14
图表 23： 截至 2025 年 6 月，北欧国家在欧洲各国中电网拥堵程度较低 15
图表 24： 北欧国家电量充足，是欧洲跨境电力交易中的出口国 15
图表 25： 北欧地区电价显著低于欧洲传统数据中心分布地区 FLAP-D 16
图表 26： 整体欧洲地区电价较高，北欧在可比区域中仍有竞争优势 16
图表 27： 北欧数据中心装机增速快于欧盟数据中心装机增速 17
图表 28： 北欧数据中心用电量增速快于欧盟数据中心用电量增速 17
图表 29： 欧盟铁路用电量 2026-2035 年稳步增长 17
图表 30： 欧盟道路用电量 2026-2035 年较快增长 17
图表 31： 道路用电量是 2026-2035 年交通部门用电增量的主要来源 18
图表 32： 乘用车用电量是 2026-2035 道路用电增量的主要来源 18
图表 33： 2026-2035 年乘用车增量占道路交通增量主导 18
图表 34： 乘用车、厢式货车保有量与用电量同步增长 19
图表 35： 卡车、客车保有量与用电量同步增长 19
图表 36： 交通运输、机械设备制造在工业部门增量中占比升高 19
图表 37： 交通运输、机械制造推动 2026-2035 非 AIDC 工业用电增长 19
图表 38： 供暖用电内部结构改变但总量较稳定 20
图表 39： 水电预测装机增量主要来源于抽水蓄能 21
图表 40： 欧盟、英国核电装机皆较稳定 22
图表 41： 德国、西班牙、意大利是欧盟风电装机增量的主要来源 23
图表 42： 德国、西班牙、意大利是欧盟光伏装机增量的主要来源 23
图表 43： 欧盟风光电装机容量及占总装机占比持续上升 23
图表 44： 德国、波兰、捷克、意大利在欧盟煤电总量退出中排名前列 24
图表 45： 德国煤电装机退出速度在 2025-2035 年由慢变快 24
图表 46： 欧盟煤电装机将在 2025-2035 年较快退出 24
图表 47： 2025-2035 年欧盟、德国气电装机稳定上涨，英国气电装机 2030 年增长至最大容量后有所回落 25
图表 48： 欧盟氢能装机增量在 2030-2035 年上升 26
图表 49： 欧盟峰值负荷在 2026-2035 年缓慢上升 26
图表 50： 考虑电化学储能后欧盟备用率、供需比即回到合理约束范围内 27
图表 51： 欧盟电化学储能装机在 2026-2035 年稳定上升 27
图表 52： 乐观情形下电力缺口较中性情形扩大 28
图表 53： 考虑电化学储能后欧盟备用率、供需比回到合理约束范围内 28
图表 54： 乐观情形下欧盟电化学储能装机在 2026-2035 年较快上升 28
图表 55： 悲观情形下电力缺口较中性情形缩小 28

下载日志已记录，仅供内部参考

图表 56： 考虑电化学储能后欧盟备用率、供需比回到合理约束范围内 28
图表 57： 悲观情形下欧盟电化学储能装机在 2026-2035 年稳步上升 29
图表 58： 英国电力供需平衡表——发电装机容量（万千瓦）、发电量（TWh） 29
图表 59： 英国电力供需平衡表——用电量（TWh） 29
图表 60： 英国电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比 30
图表 61： 英国乐观情形电力供需平衡表——用电量（TWh） 30
图表 62： 英国乐观情形电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比 30
图表 63： 英国悲观情形电力供需平衡表——用电量（TWh） 31
图表 64： 英国悲观情形电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比 31
图表 65： 德国电力供需平衡表——发电装机容量（GW）、发电量（TWh） 31
图表 66： 德国电力供需平衡表——用电量（TWh） 31
图表 67： 德国电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比 32
图表 68： 德国乐观情形电力供需平衡表——用电量（TWh） 32
图表 69： 德国乐观情形电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比 32
图表 70： 德国悲观情形电力供需平衡表——用电量（TWh） 32
图表 71： 德国悲观情形电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比 33
图表 72： 并网资源优势是 RWE 发展电化学储能四大优势之一 33

下载日志已记录，仅供内部参考

投资概要

近年来，欧盟因 AIDC、交通电气化与能源转型带来的电力系统缺顶峰容量的问题颇受市场关注，本报告通过对欧盟、英国、德国电力系统供需平衡表的建立及对电力系统顶峰能力的测算，发现：

1）欧盟能源转型过程中，气电、氢能装机将替代部分煤电装机。我们预计 2025-2035 年欧盟煤电装机 CAGR 为-10.8%（官方预测速度为-16.2%），为维持欧盟电力系统的正常运行，我们测算欧盟 2025-2035 年将新增约 43GW 气电和约 17GW 氢能。但总体来看，欧盟火电（含煤电、气电和氢能发电等）总装机容量仍将下降，2025-2035 年 CAGR 为-1.8%。

2）交通电气化或将成为总用电量增长的核心动力，AIDC 装机发展将推动最高负荷加速提升。我们测算，2026-2035 年欧盟交通用电量增量为 407TWh（CAGR 19.2%），贡献欧盟 2026-2035 年总用电增量的 55.4%； 2026-2035 年 AIDC 装机有望从 12GW 增长至 36GW，用电量增量为 110TWh（CAGR 9.5%），贡献欧盟 2026-2035 年总用电增量的 15.0%。AIDC 用电为电力系统刚性需求，相较其他用电类型对最高负荷的影响更为直接。

3）最高负荷增长与火电退出导致电力系统顶峰能力缺乏，电化学储能将成为重要保障电源。在供给侧能源转型及需求侧总用电量打破停滞转向增长的背景下，我们测算：不考虑新型储能的情况下，2027 年欧盟备用率为 20%、供需比为 83%，此后备用率将持续下降至 2035 年的 6%、供需比将上升至 2035 年的 94%，无法满足电力系统维持正常运转所需要的备用率高于 25%、供需比低于 80%的约束条件。为弥补这部分缺失的顶峰容量、维持欧盟电力系统的正常运转，我们测算欧盟需新增 143GW、467GWh 电化学储能装机。

区别于市场的观点

市场认为 2026-2035 年欧盟火电内部结构转型的速度较快，但我们认为完成难度较大。考虑：1）欧盟国家间存在的电力进出口状况，欧盟整体 20%的备用率或不代表内部各国都能维持 20%的备用率，我们上调对欧盟备用率要求至 25%；2）AIDC 这类刚性用电负荷增长可能导致的最高负荷加速增长，参考欧盟内部各个国家的煤电退出保守预测情形，我们认为欧盟煤电退出速度较欧洲输电系统运营商联盟(ENTSO-E)预测更慢，2025-2035 年欧盟煤电装机将由 107GW 下降至 30GW，CAGR 为-10.8%。结合煤电退出较多国家的国家层面气电装机预测及欧盟层面气电在建容量，我们预计气电新增量高于欧洲输电系统运营商联盟(ENTSO-E)预测，2025-2035 年欧盟气电装机将由 189GW 上升至 232GW，CAGR 为 1.9%。

下载日志已记录，仅供内部参考

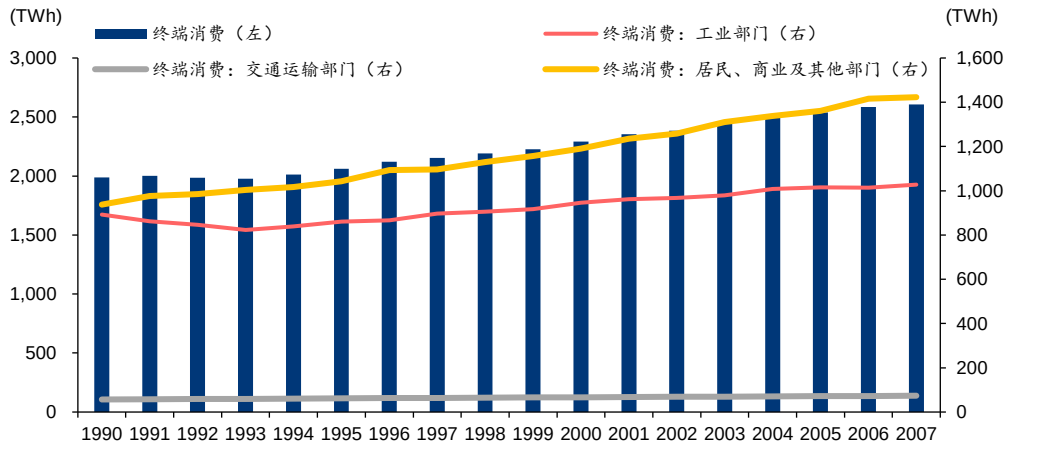
欧盟电力历史供需格局复盘：需求停滞出现拐点与供给重构

2008 年是欧盟电力系统由增量扩张转向存量重构的重要转折点。1991—2008 年，工业、商业服务和居民用电共同增长，终端电力消费与总发电量 CAGR 均约为 1.6%，供需两端基本同步扩张，新增电源主要用于满足持续增长的用电需求。2008 年后，随着工业用电持续下降，居民、商业服务及道路交通等新增需求不足以完全对冲，欧盟终端用电进入长期平台期，总发电量亦由高位回落。与此同时，供给侧结构发生转变：风光装机快速增长，逐步对煤电和核电装机进行替代；传统火电运行功能由基础负荷逐步向调节电源转变。

需求端：2008 年成为欧盟电力需求由持续扩张转入停滞期的重要拐点

1990—2008 年，经济增长推动欧盟各部门用电需求普遍提升。1991-2008 年，欧盟终端电力消费持续增长，由 1,988 TWh 增至 2,622 TWh，CAGR 为 1.6%，并在 2008 年前后达到阶段性高点。工业用电由 1990 年的 893 TWh 增至 2008 年的 1,003 TWh，增量约 110.5TWh，占终端电力消费总增量的约 17.4%，其中制造业扩张及钢铁、化工、有色金属等高耗能行业生产增长是重要驱动力。商业及公共服务用电由 1990 年的 373 TWh 升至 2008 年的 542 TWh，增量约 169 TWh，占总增量的约 26.6%，是同期增量最大的部门，这反映出欧洲经济服务化、公共设施用电增加较大程度推动了终端电力总消费量的增加。1990-2008 年，居民用电增量约为 38TWh，占总增量的约 6.0%，增长相对温和。

图表1：欧盟终端用电消费与各部门同步增长

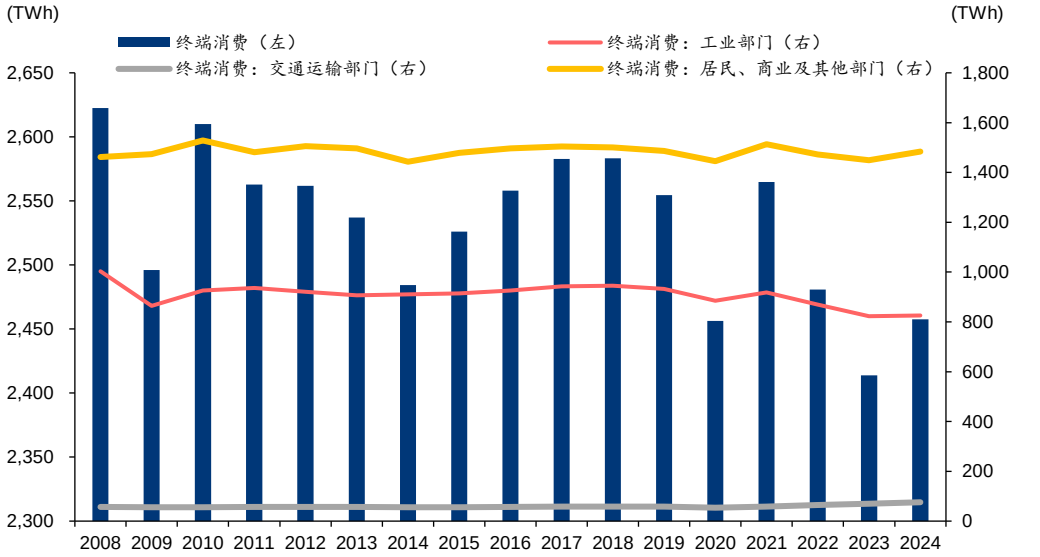


资料来源：Eurostat、华泰研究

2008—2024 年，工业用电持续收缩推动欧盟用电总需求陷入停滞。随着工业景气度下降，居民、商业及交通用电量增长不足以完全对冲工业用电量下滑部分，欧盟电力需求由全面扩张转入总量停滞与结构分化阶段。2008-2024 年，欧盟终端电力消费由 2,622.4 TWh 降至 2,457.7 TWh，2009-2024 年 CAGR 为-0.4%，电力需求由此前的持续扩张转入长期平台期。同期，工业用电由 2008 年的 1,003.3 TWh 降至 2024 年的 825.2 TWh，2009-2024 年 CAGR-1.2%，减少量相当于终端电力消费总降幅的 108.1%。同期居民、商业服务和交通等部门合计贡献了约 42.8 TWh 的新增需求，对工业部门的下滑形成部分对冲。

下载日志已记录，仅供内部参考

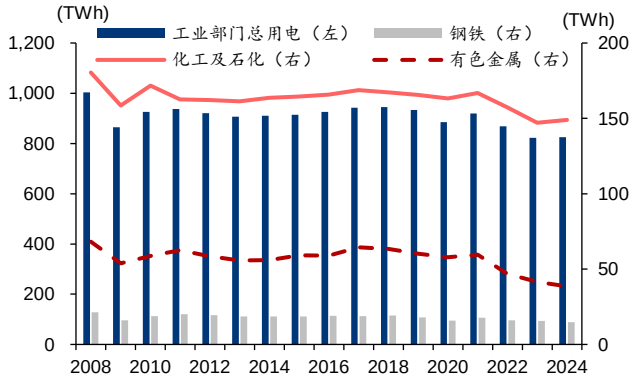
图表2：欧盟工业用电停滞使得终端总用电陷入停滞



资料来源：Eurostat、华泰研究

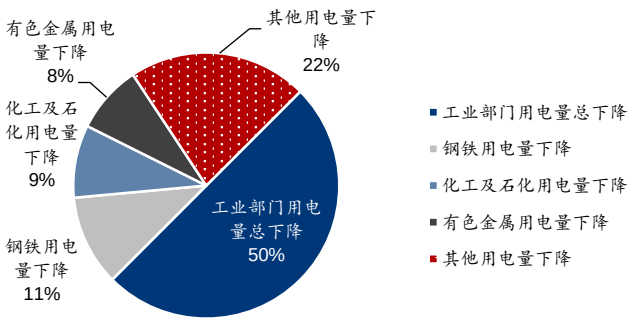
钢铁、化工及石化、有色金属等高耗能行业用电减少是工业用电下降的主要原因。2008—2024 年，钢铁行业用电由约 2008 年的 128 TWh 降至 2024 年的 88 TWh，减少约 39 TWh;化工及石化行业由约 2008 年的 180TWh 降至 2024 年的 149 TWh,减少约 31TWh;有色金属行业由 2008 年的约 68 TWh 降至 2024 年的 39 TWh，减少 30TWh，三者合计减少量占同期工业用电降幅的约 56.4%。其背后既有金融危机后工业投资和产量增长放缓的原因，也受到高耗能产业外迁、生产工艺能效提高等因素的影响。2008-2024 年，欧盟工业电价震荡上行，CAGR 为 4.8%，在以上工业部门中，化工和有色金属对电力及天然气价格更为敏感，产能收缩更加显著，成为欧盟工业用电持续下行的主要原因。

图表3：钢铁、化工石化、有色金属构成工业用电主要需求下降来源



资料来源：Eurostat、华泰研究

图表4：2008-2024 年工业用电下降量比例

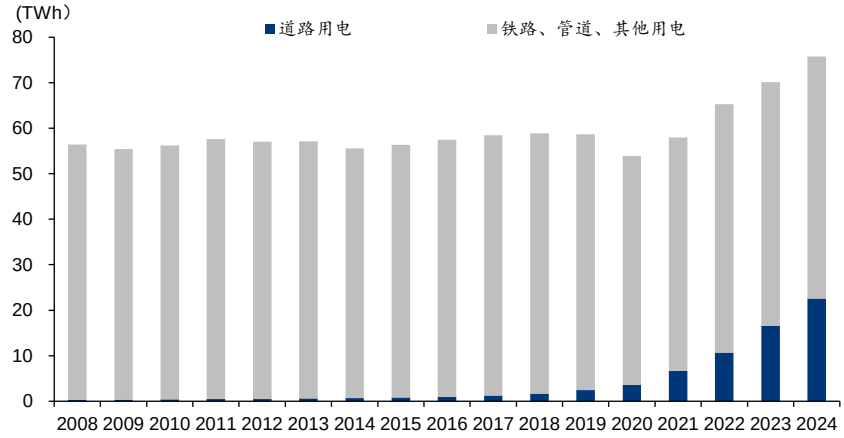


资料来源：Eurostat、华泰研究

道路交通成为欧盟交通终端用电中增长最快的新兴需求。交通用电中的道路用电由 2008 年的约 0.3 TWh 增至 2024 年的 22.6 TWh，累计增加约 22.3 TWh，2009-2024 年 CAGR 为 30.8%；2020—2024 年增速进一步提升，CAGR 达到 55.5%。2009-2024 年，在居民、商业和交通三个主要正增长领域中，道路交通贡献了约 36.1%的合计增量，已成为非工业用电增长的重要来源。不过，2024 年道路交通用电仍仅占欧盟终端电力消费的约 0.9%，从历史阶段来看并不足以打破用电需求长期停滞的格局。随着电动车保有量继续提高、交通电气化的持续推进，未来道路交通用电有望进一步增长。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表5：道路交通增长推动交通终端用电总增长



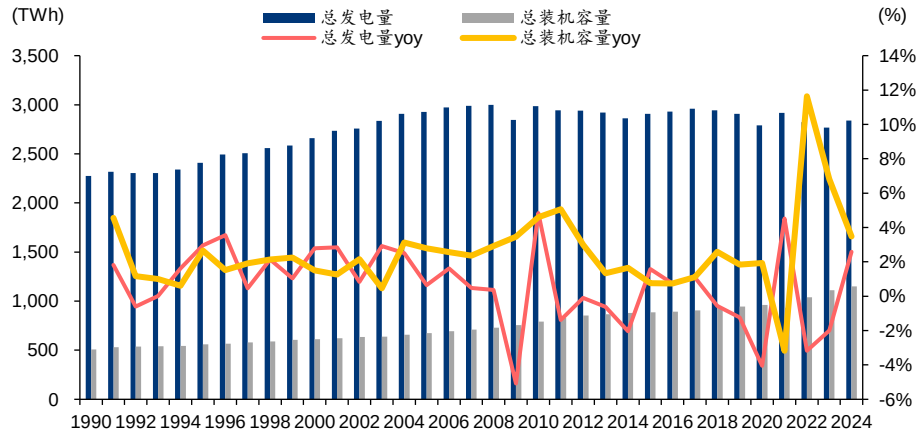
资料来源：Eurostat、华泰研究

供给端：装机增速显著快于发电量增速，新增装机以风光为主

欧盟电力装机规模快速扩张，但发电量仅温和增长，二者增速出现显著分化。供给端，欧盟总装机由 1990 年的 506.6 GW 增至 2024 年的 1,150GW，1991-2024 年 CAGR 为 2.4%；1990-2024 年，总发电量仅由 2,275.3 TWh 增至 2,839.1 TWh，1991-2024 年 CAGR 为 0.7%，显著低于装机增幅。

欧盟电源结构持续向低利用小时的风光转型，推动系统平均利用小时显著下降，也使满足同等电力需求所需的装机规模持续上升。根据我们的测算，系统总利用小时由约 1990 年的 4,471 小时降至 2024 年的 2,490 小时，累计降幅约 55.4%。这一变化是装机结构发生显著转变导致的：1990 年，欧盟电力供给几乎全部由火电、水电和核电构成，三者装机合计为 505.4 GW，占总装机的 99.8%；至 2024 年，三类电源装机合计增至 617.6 GW，但占比已降至 53.7%。同期，风光电装机由 1990 年的不足 0.5 GW 增至 2024 年的 538.7 GW，占总装机的比重由 0.1%升至 46.8%，成为欧盟装机增量的主要来源。

图表6：欧盟总发电量与总装机容量增速出现分化

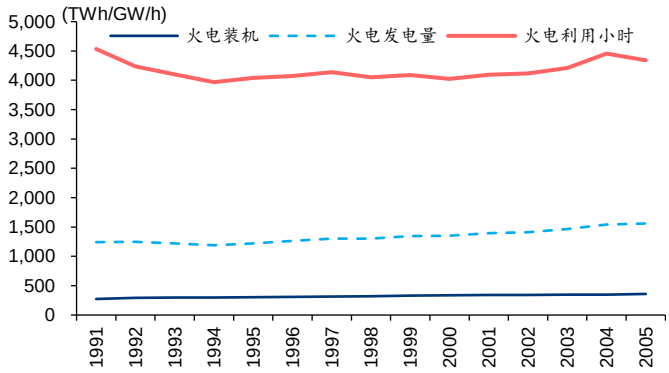


资料来源：Eurostat、华泰研究

火电装机总体稳定，但发电量与利用小时持续下降，运行方式逐步向调节补位转变。1990-2005 年，欧盟火电装机呈增长趋势，由 274GW 增长至 370GW；2005—2024 年，欧盟火电装机由 370 GW 小幅降至 367 GW，整体基本持平。在火电装机增长时，火电发电量与其同步增长；而在火电装机无太大改变时，火电发电量由 1,593.8 TWh 降至 969.1 TWh，累计下降 39.2%，利用小时则由约 4,302 小时降至 2,527 小时，降幅达 41.3%，主要是风光电新增装机挤占了火电的发电空间，火电正由基荷电源向调峰电源转变。

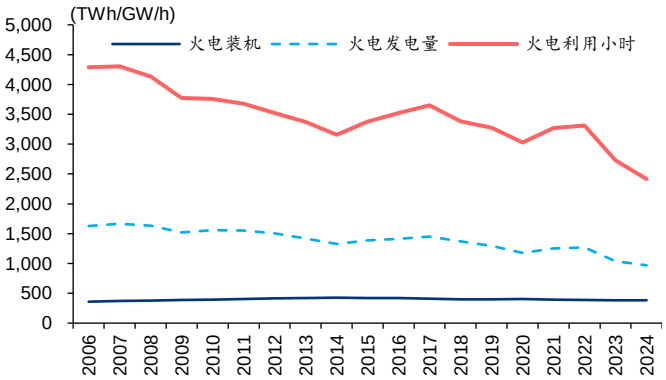
下载日志已记录，仅供内部参考

图表7：1990-2005 年欧盟火电装机、发电量、利用小时变动频率趋近



资料来源：Eurostat、华泰研究

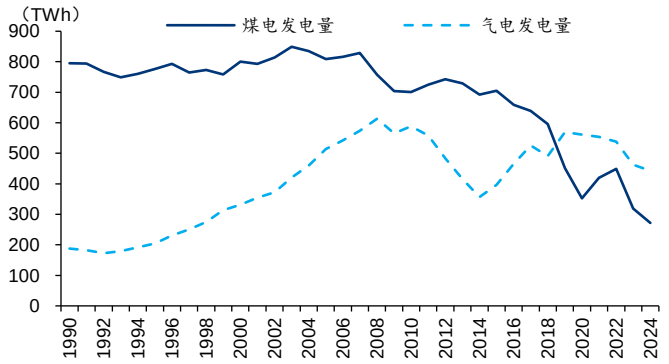
图表8：2005-2024 年欧盟火电装机、发电量、利用小时变动频率分化



资料来源：Eurostat、华泰研究

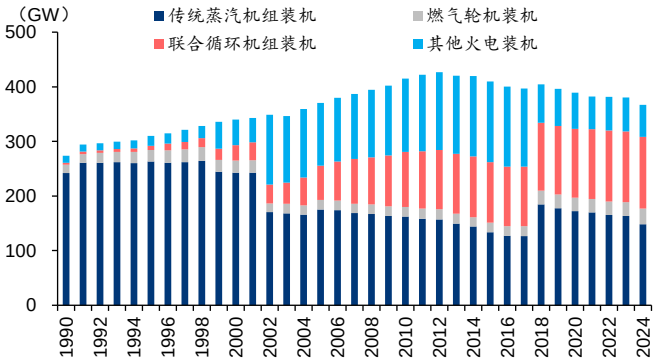
火电技术结构持续调整，燃气机组对煤电机组的替代稳步推进。在火电内部技术结构中，主要用于燃煤发电的传统蒸汽机组装机持续下降，由 1990 年的 242GW 降至 2024 年的 148GW，在火电总装机的占比由 88.4%下降为 40.4%；同期，燃机相关技术装机则持续增长，CCGT 装机由 1990 年的 3.6 GW 增至 2024 年的 132 GW，在火电总装机的占比从 1.3%上升为 35.8%，燃气轮机装机由 1990 年的 15 GW 增至 2008 年的 29 GW，在火电总装机的占比从 5.6%上升为 7.9%。

图表9：欧盟煤电正加速退出电力市场



资料来源：Eurostat、华泰研究

图表10：欧盟火电技术结构正持续转型向以燃气机组为主

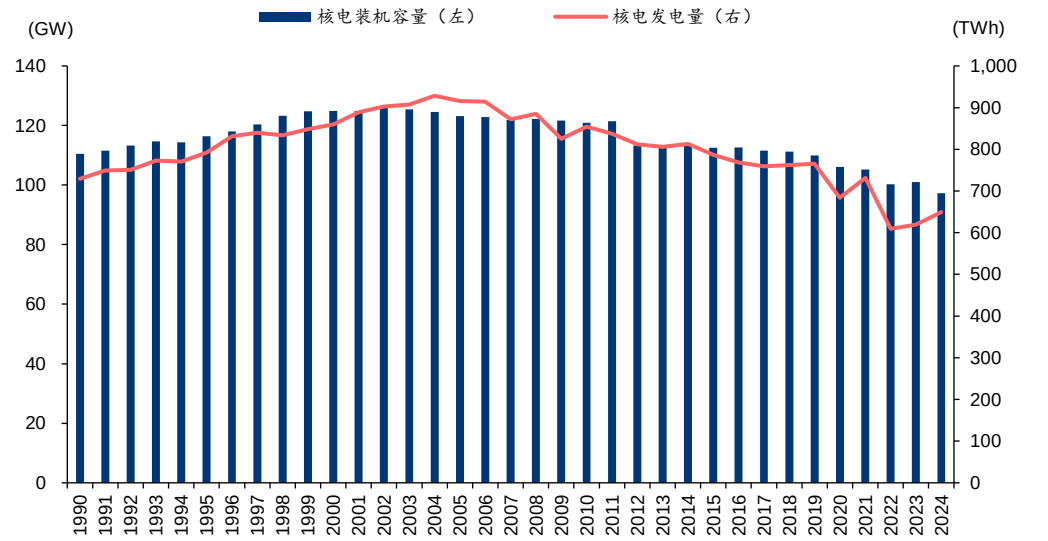


资料来源：Eurostat、华泰研究

核电装机规模持续收缩，但仍是欧盟重要的低碳电量来源。装机方面，核电装机于 2002 年达到 126GW 的历史高点，2024 年降至 97 GW，2003—2024 年 CAGR 为-1.2%。发电量方面，核电于 2004 年达到 928.4 TWh 的峰值，2024 年降至 649.5 TWh，2005—2024 年 CAGR 为-1.8%。2023 年，俄乌冲突引发的能源危机提升了欧洲对能源安全的重视，在 2023 年的《联合国气候变化框架公约》第 28 次缔约方大会（COP28）提出“三倍核电计划”的政策背景下，英国延长核电机组运行期限，部分欧盟成员国如法国、比利时等也开始推进核电站建设。但欧盟内部核电政策仍存在分化，同时，新建项目周期较长。因此，截至 2024 年，核电长期收缩趋势尚未发生根本逆转。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表11：欧盟核电装机容量及发电量稳中趋减

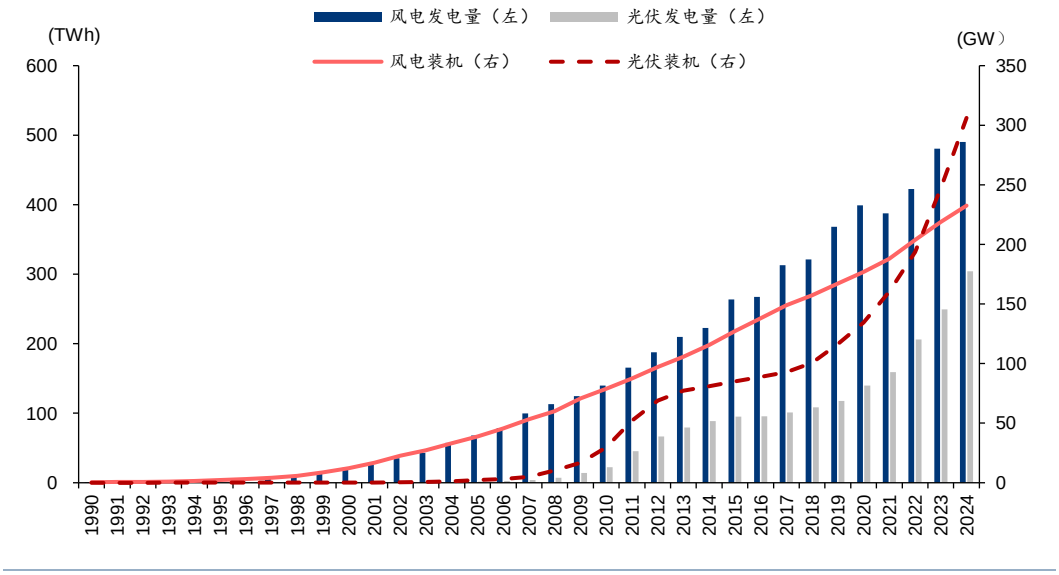


资料来源：Eurostat、华泰研究

风光电成为欧盟装机和发电量增长的主要来源，其中光伏装机增速快于风电。风电装机由1990年底的0.4GW增至2024年年底的233 GW，1991-2024年CAGR为20.2%；1990-2024年，风电发电量由0.8 TWh增至490.0 TWh，CAGR为20.9%。2024年，风电装机占欧盟总装机的20.2%，发电量占欧盟总发电量的17.3%。光伏装机则由1990年的0.01 GW增至2024年底的306.1 GW，1991-2024年CAGR为35.1%；光伏发电量在1990-2024年由0.02TWh增至304.0 TWh，1991-2024年CAGR为33.6%。2024年，光伏装机占欧盟总装机的26.6%，但发电量占比为10.7%。

风光电装机已成为欧盟电力装机的重要组成部分，但其发电量贡献占比显著低于装机占比。截至2024年底，风光合计装机占比达到欧盟总装机的46.8%，但2024年风光发电量占欧盟总发电量比例为28.0%。风光装机占比显著高于发电量占比，这反映出其平均利用小时相对较低。

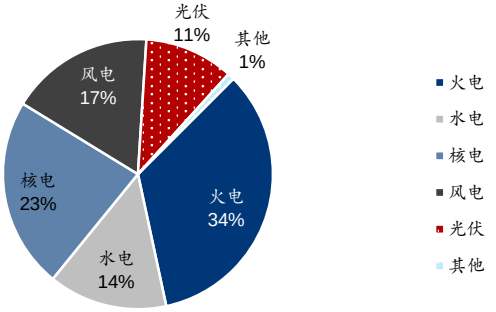
图表12：欧盟风光电装机及发电量同步较快增长



资料来源：Eurostat、华泰研究

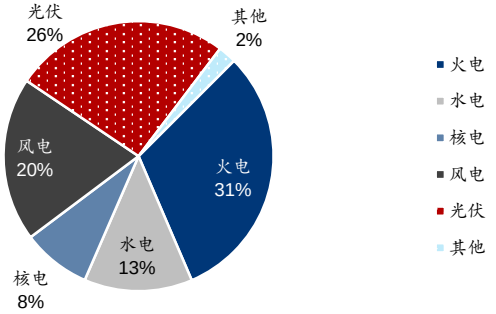
下载日志已记录，仅供内部参考

图表13：2024 年欧盟发电量占比



资料来源：Eurostat、华泰研究

图表14：2024 年欧盟装机占比

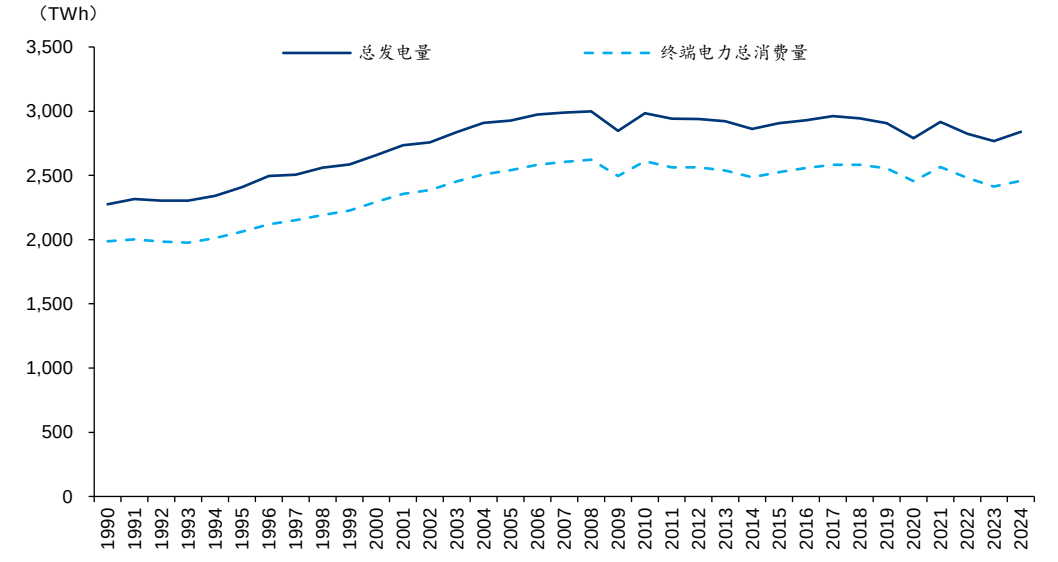


资料来源：Eurostat、华泰研究

年度电量平衡基础由供需同步扩张转向供给结构重组与需求停滞新阶段

欧盟电力供需关系以 2008 年为界，由供给与需求同步扩张转入总量回落。1990—2008 年，欧盟总发电量由 2,275.3 TWh 增至 2,998.8 TWh，终端电力消费由 1,987.7 TWh 增至 2,622.4 TWh。1991-2008 年总发电量 CAGR 为 1.6%，终端电力消费 CAGR 为 1.6%，供需两端增速基本一致，新增发电能力主要用于满足工业、商业服务和居民用电持续增长。2009—2024 年，总发电量和终端电力消费分别降至 2,828.4TWh 和 2,457.7 TWh，总发电量 CAGR 为-0.4%，终端电力消费 CAGR 为-0.4%，降幅基本接近。总体来看，欧盟电力市场由增量扩张阶段转入需求长期停滞背景下的存量调整阶段，年度电量平衡的基础也由供需共同增长转向需求收缩与供给结构重构。

图表15：欧盟电力供需同步变化，2008 年前持续增长，2008 年后陷入停滞

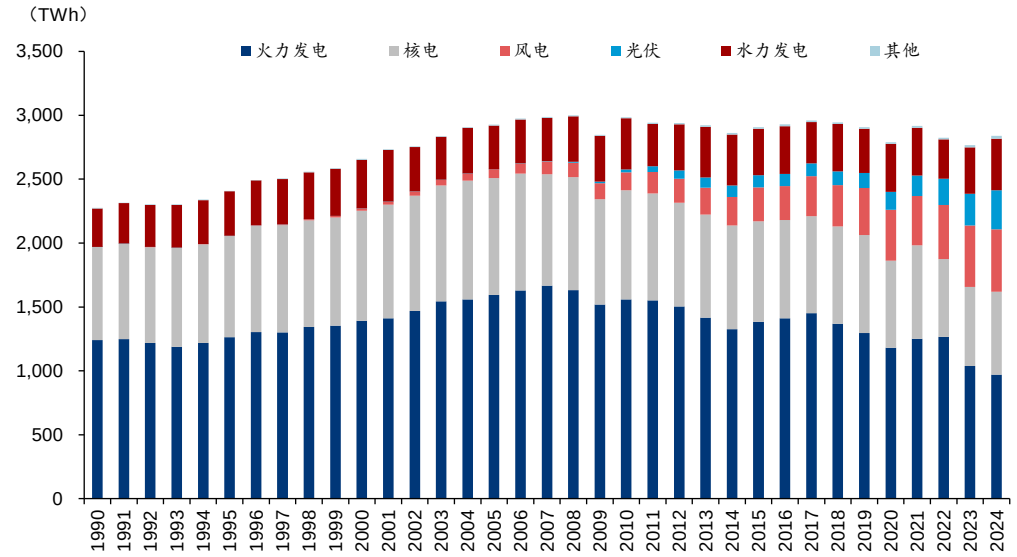


资料来源：Eurostat、华泰研究

需求增长放缓为欧盟电源结构调整提供了重要缓冲，使得风光电能够在传统电源退出过程中逐步提高发电占比。2009—2024 年，欧盟火电和核电发电量分别减少 662.3 TWh 和 235.2 TWh，合计减少约 897.5 TWh。2009-2024 年，风电发电量增加了 376.8TWh，光伏发电量增加了 296.6TWh，风光电合计增加约 673.3TWh。2009-2024 年水电发电量增加 49.2 TWh，总体趋于稳定。2009-2024 年，终端电力消费减少约 164.7 TWh。因此，在风光电新增电量足够需求端使用后，传统电源的发电量会随之被替代。换言之，过去十余年欧盟电源低碳化转型主要发生在电力市场存量重构的背景下，需求停滞降低了传统电源退出与风光电进入市场同时发生的压力。

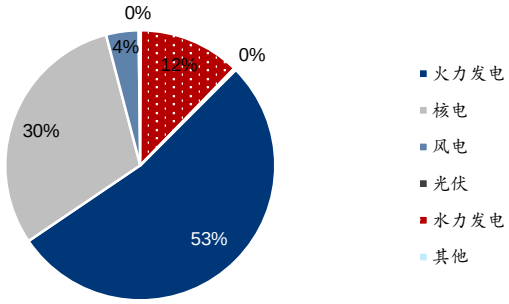
下载日志已记录，仅供内部参考

图表16：2008 年后，风光电发电增量逐渐增大



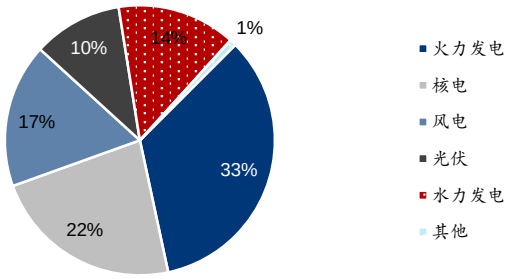
资料来源：Eurostat、华泰研究

图表17：2008 年欧盟发电结构以火电为主



资料来源：Eurostat、华泰研究

图表18：2024 年欧盟发电结构由多种发电方式共同支撑



资料来源：Eurostat、华泰研究

下载日志已记录，仅供内部参考

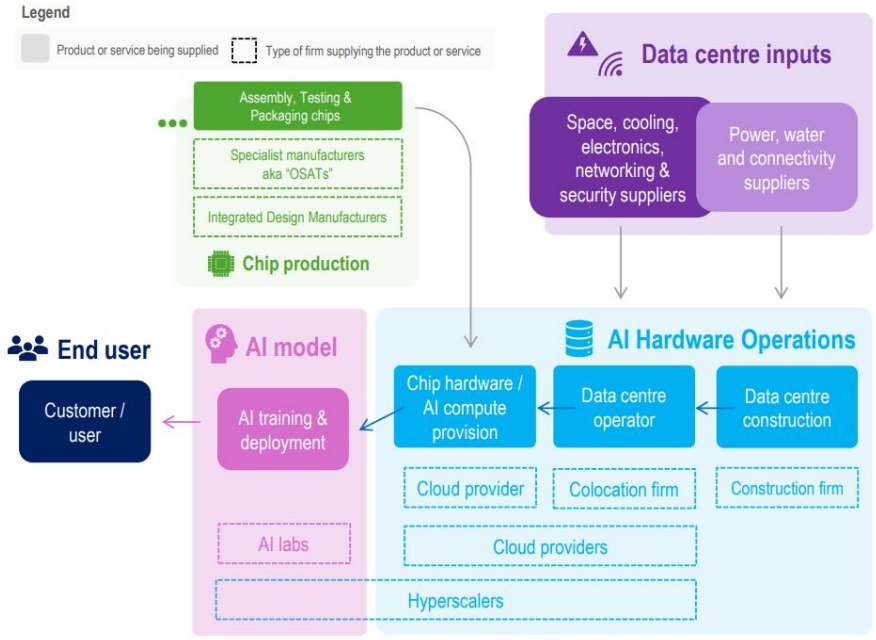
需求展望：AIDC 与交通电气化共同驱动需求增长

2026-2035 年欧盟用电需求有望重新进入增长阶段，AIDC 与交通电气化将成为主要增量来源，工业和供暖贡献相对有限。全球 AI 训练与推理需求持续扩张，欧洲凭借市场基础、技术积累及部分地区优越的电力条件，AIDC 投资、用电、装机增量皆较快增长，其中北欧增速或将高于欧盟整体。交通领域则受新能源汽车渗透率提升推动，道路交通将逐步成为交通用电的主要增量。相较之下，传统工业用电或将温和修复，供暖虽加速电气化，但受能效提升及气候变暖影响，供暖用电量总体将较为稳定。

全球 AI 算力需求持续增长，欧洲成为重要承接市场

从产业链看，AIDC 处于算力产业链中游，是连接上游算力基础设施与下游 AI 应用的关键载体。该产业链上游包括服务器、网络设备、液冷系统等基础软硬件，与传统数据中心具有较强的产业链延续性，这类基础设施在大语言模型（LLM）出现前已形成较为成熟的供应体系，具有较好的扩产弹性，可通过扩产和增加采购量满足 AIDC 的新增需求。下游则主要面向 LLM 及各类垂直行业应用，模型训练规模扩大和应用调用频次提升将直接增加算力负荷，因此 AIDC 需求端与 LLM 发展高度相关。

图表19： AIDC 处于算力产业链中游



资料来源：OECD、华泰研究

LLM 算力需求主要来自训练和推理两个环节。训练是使模型获得语言理解、内容生成及复杂推理能力的过程，通常集中于新模型研发阶段，其需要在一定时期内集中调用大规模 GPU 集群；推理则是模型训练完成后，根据用户指令生成文本、图像或代码的过程，其算力需求取决于用户数量、调用频次等。随着模型持续迭代，训练所需处理的数据规模和计算强度仍将保持较高水平；与此同时，AI 应用由开发测试走向大规模商业化，推理调用将从阶段性需求转变为持续、高频的日常负荷。

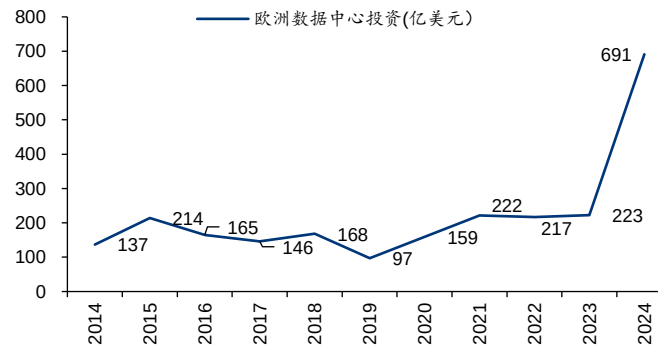
未来十年，训练与推理需求共同扩张，将推动 AIDC 装机和用电量持续增长。训练端头部模型所处理的数据规模和数据类型仍在扩张。以 Meta 的 Llama 系列为例，其训练所处理的 Token 规模由 2023 年约 1.4 万亿增长至 2025 年的超过 30 万亿；GPT、Claude 和 Gemini 虽未连续披露可比的训练 Token 总量，但训练数据也已由以文本为主进一步拓展至代码、图像、音频和视频等多模态内容。推理端看，随着 AI 应用由试用阶段进入规模化商业部署，用户数量和调用频次将快速增加，推理算力有望成为未来 AIDC 需求的主要增量来源。

下载日志已记录，仅供内部参考

AIDC 需求扩张将从用电规模和供电质量两个维度提高对电力系统的要求。相较传统数据中心，AIDC 集中部署大量高功率 GPU 服务器，单位机柜功率和整体负荷水平更高；同时，模型训练和推理任务具有持续运行特征，停电、电压波动均可能造成计算任务中断和数据损失。因此，AIDC 不仅需要大规模、稳定和连续的电力供应，也对电网接入能力及电能质量提出更高要求。随着电力成本在数据中心长期运营成本中的重要性上升，能够提供充足、稳定且低成本电力的地区，将更有能力承接新增 AIDC 建设需求。

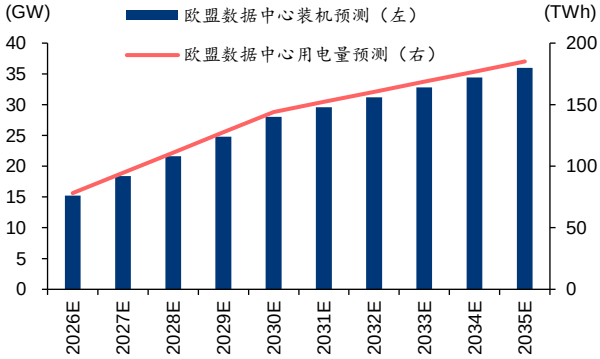
欧洲兼具市场基础、技术积累与能源资源优势，AIDC 投资快速增长。欧洲云计算和数据中心产业起步较早，已形成较完善的运营体系。根据 FDI 数据，欧洲数据中心投资 2015-2024 年 CAGR 为 17.6%，2024 年投资总量达到约 619 亿美元。政策端亦持续加码，根据欧盟能源总司官网数据，未来十年要将数据中心容量提升至当前三倍。如果欧盟 AIDC 装机容量按政策计划增长，其装机容量将由 2025 年的 12GW 增长为 2035 年的 36GW，2026-2035 年 CAGR 为 11.6%。对应 2024 年历史数据，在考虑训练需求和推理需求在未来十年的比例变化后，根据我们的测算，欧盟 AIDC 用电量将会从 2025 年的 75TWh 上升为 2035 年的 185TWh，2026-2035 年 CAGR 为 9.5%，装机和用电需求将同步增长。

图表20：欧洲数据中心投资快速增长



资料来源：FDI、华泰研究

图表21：欧盟数据中心装机、用电量同步增长

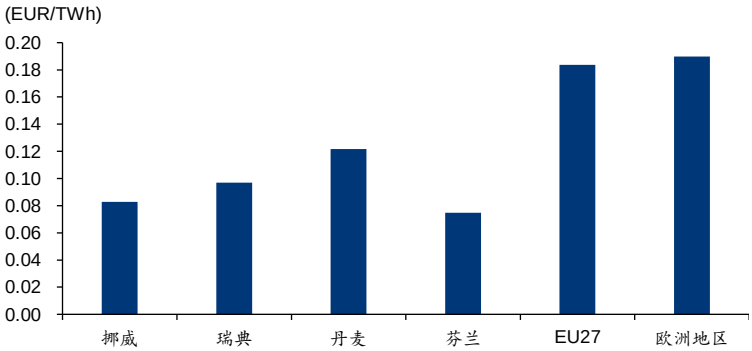


资料来源：Eurostat、华泰研究预测

欧洲 AIDC 布局呈现区域分化，北欧增长潜力或将更为突出

欧洲 AIDC 布局正形成市场导向与能源导向并行的区域分工。伦敦、法兰克福、阿姆斯特丹、巴黎和都柏林等 FLAP-D 核心市场靠近客户及数据源，企业和消费者集中，金融、科技及互联网产业基础成熟，云服务生态与网络互联条件完善，更适合布局对时延和响应速度要求较高的模型推理、云服务及企业级应用。挪威、瑞典、丹麦、芬兰为代表的北欧地区依托较低的工业电价、较低的电网拥堵程度以及充裕的电量，更适合承接用电规模较大、运行时间较长且对成本敏感的大模型训练业务。根据 Eurostat 的数据，2025 年 Q2，北欧四国的电价约为欧盟平均电价的 51.2%。因此，两类区域在客户资源与能源条件上形成互补，增强欧洲承接全球 AIDC 投资增量的综合竞争力。

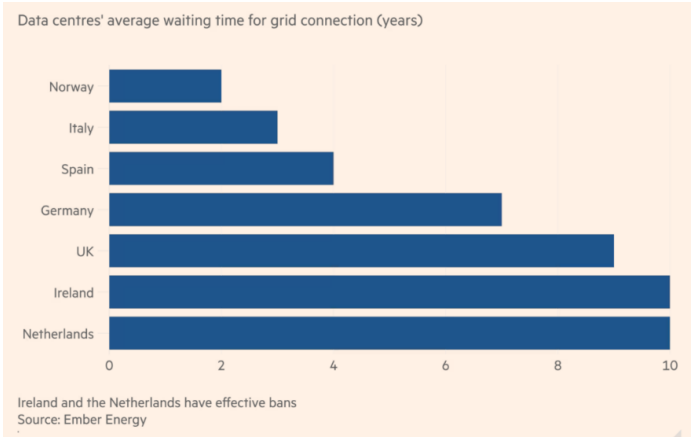
图表22：2025 年 Q2，北欧电价对比欧盟及欧洲平均较低



资料来源：Eurostat、华泰研究

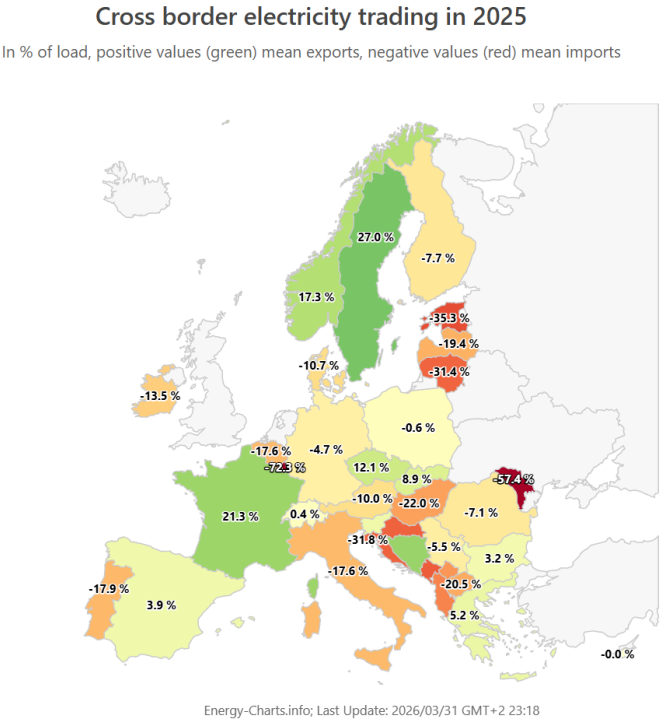
下载日志已记录，仅供内部参考

图表23：截至 2025 年 6 月，北欧国家在欧洲各国中电网拥堵程度较低



资料来源：Ember、华泰研究

图表24：北欧国家电量充足，是欧洲跨境电力交易中的出口国



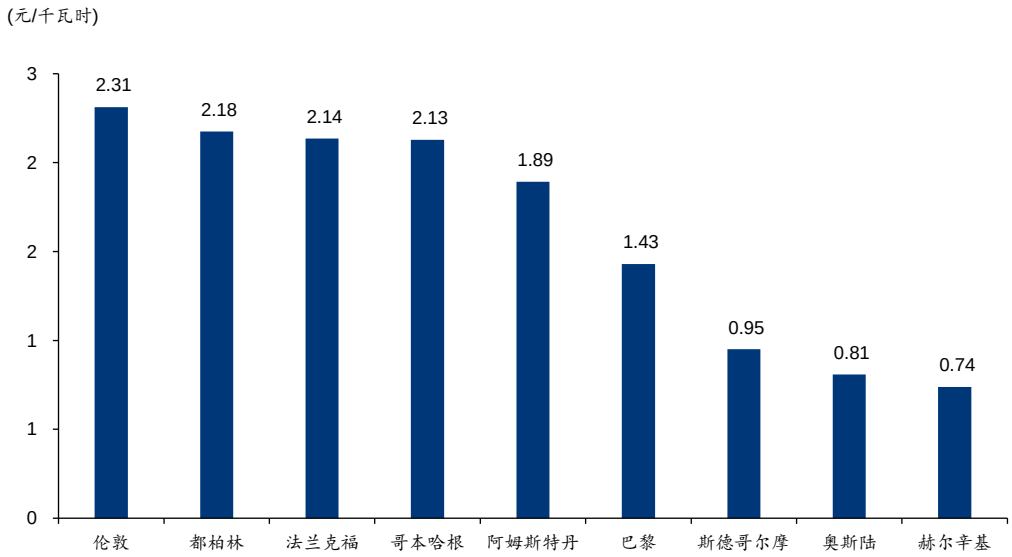
资料来源：Fraunhofer ISE、华泰研究

训练需求仍构成 AIDC 新增用电的重要来源，主要承接区域需具备廉价电力。根据 ENTSO-E2026 年 5 月发布的《Data centers and the power system: expected trends, challenges and opportunities》，推理需求预计将快速增长并逐步成为主导 AI 工作负载；与此同时，训练负载具有持续高利用率和较高用电强度，未来仍将形成较大规模的新增电力需求。根据 Ember、Eurostat 的数据，结合我们的测算，我们认为 2025 年欧盟的推理、训练需求占比分别为 22%、78%，北欧四国的推理、训练需求占比分别为 14%、86%。由于训练负载的地理迁移能力较强，与 LLM 用户的地理距离不再成为以训练需求为主的 AIDC 的主要约束，因此，电价及电力充裕度成为了新增 AIDC 选址的重要条件。

下载日志已记录，仅供内部参考

北欧地区电价低廉，有望成为欧洲范围内 AIDC 重点承接区域。根据 THEMA Consulting Group 于 2025 年 9 月发布的《Long-term power consumption development for data centers in Norway》，电力成本通常占数据中心运营成本的 20%-40%。根据 IEA 及 Eurostat 的数据，经过我们的测算，在全球范围内的 20 个 AIDC 用电重点地区中，瑞典斯德哥尔摩、挪威奥斯陆、芬兰赫尔辛基的含税电价分别约为 0.95、0.81 和 0.74 元/千瓦时，显著低于 FLAP-D（法兰克福、伦敦、阿姆斯特丹、巴黎、都柏林）欧洲传统 AIDC 核心市场。按我们的测算，FLAP-D 五地平均电价约为 1.99 元/千瓦时，斯德哥尔摩、奥斯陆和赫尔辛基分别低约 52%、59%和 63%。

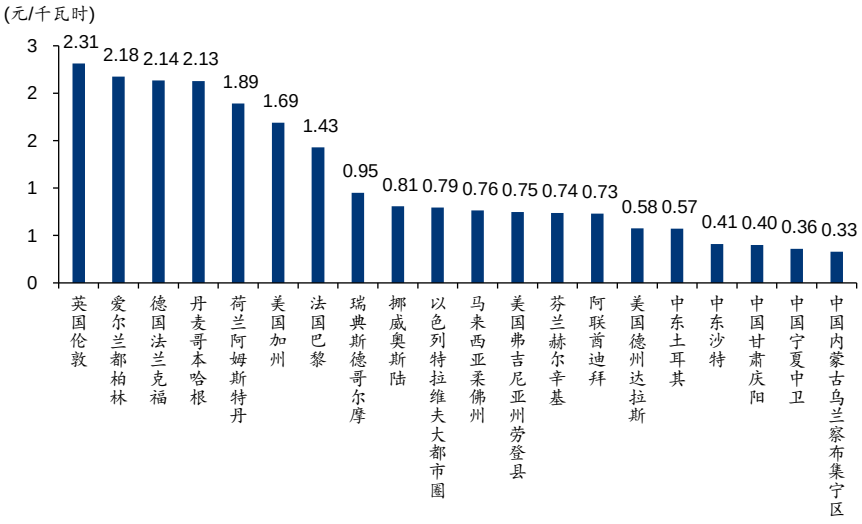
图表25： 北欧地区电价显著低于欧洲传统数据中心分布地区 FLAP-D



资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

北欧电价并非全球最低，但在承接欧洲算力需求的可比区域中具有突出优势。在包括欧洲新老 AIDC 分布城市的全球二十座城市中，横向对比，因为整体欧洲区域电价较高，北欧区域电价的确不如中国、中东地区具有价格优势。虽然北欧电价并非全球最低，但在承接欧洲算力需求的可比区域中具有突出优势。AIDC 需满足网络时延、客户距离及低碳运营等要求，因此中国和中东并不能完全替代欧洲本地算力供给。

图表26： 整体欧洲地区电价较高，北欧在可比区域中仍有竞争优势

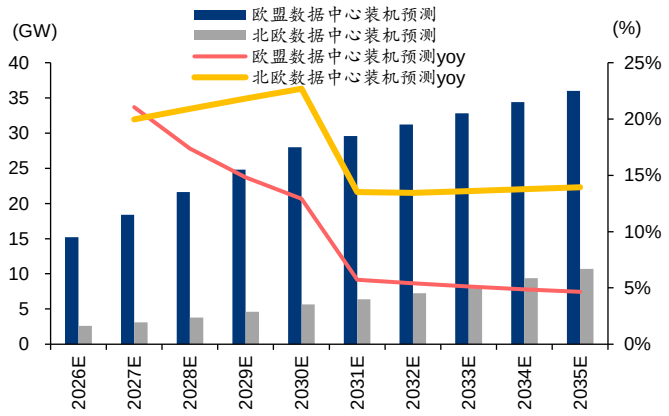


资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

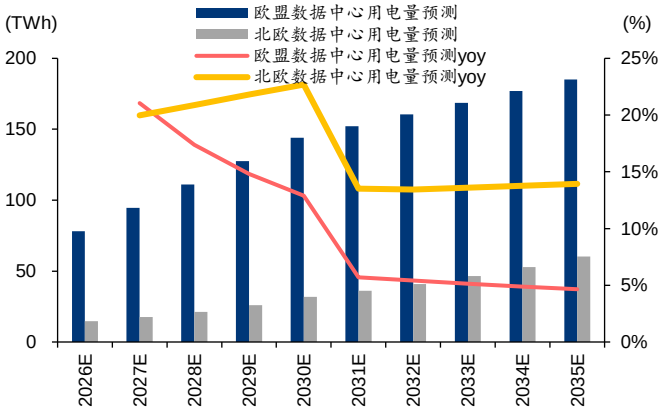
北欧四国 AIDC 装机与用电需求增速均显著高于欧盟整体，未来十年有望成为欧洲 AIDC 布局的高增长区域。根据 Mordor Intelligence 的数据，北欧四国 2025 年的 AIDC 装机为 2.19GW，根据我们的测算，2035 年，北欧四国的 AIDC 装机将上升至 10.7GW，北欧四国 2026-2035 年 AIDC 装机 CAGR 为 17.2%，欧盟 2026-2035 年 AIDC 装机 CAGR 为 11.6%。前者显著高于后者。在考虑到北欧未来十年训练需求用电增长较多、推理需求用电增长较少，在计算了 95%的训练用电比例和 5%的推理用电后，我们测算出 2026-2035 年北欧四国的 AIDC 用电将从 14.7TWh 上升为 60.2TWh，CAGR 为 15.2%。2026-2035 年欧盟 AIDC 用电将从 75TWh 上升为 185TWh，CAGR 为 9.5%，前者亦显著高于后者。

图表27： 北欧数据中心装机增速快于欧盟数据中心装机增速



资料来源：Eurostat、华泰研究预测

图表28： 北欧数据中心用电量增速快于欧盟数据中心用电量增速

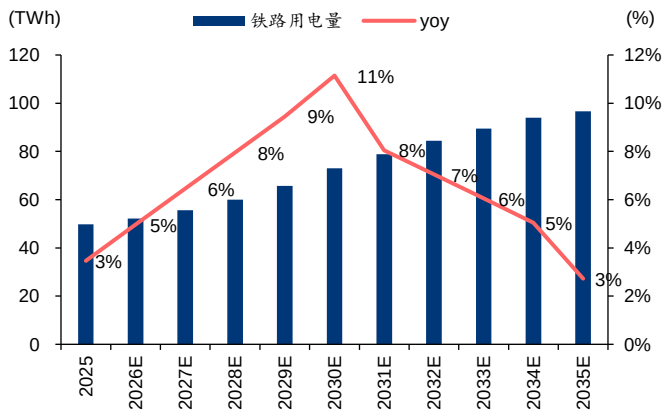


资料来源：Mordor Intelligence、华泰研究预测

交通电气化推动需求持续增长，交通用电成为重点增量

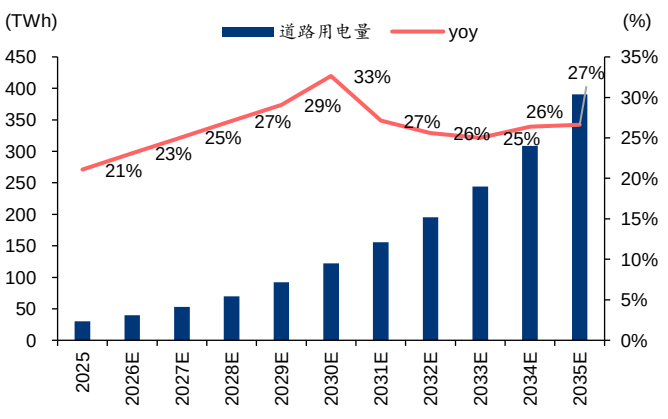
欧盟交通电气化将在 2025—2035 年进入快速增长期。结合欧盟官方数据，我们测算：1）从铁路交通的角度看，欧盟铁路用电量预计将由 2025 年的 49.7 TWh 增至 2035 年的 96.6 TWh，2026-2035 年 CAGR 为 6.9%；2）从道路交通的角度看，2026-2035 年欧盟零排放车将增加约 9850 万辆，以车型为分类拆解，乘用车、厢式货车、客车和卡车四类车辆总用电量将由 2025 年的 26.9TWh 增至 2035 年的 349.16TWh，对应交通总用电量将从 2025 年的 85TWh 上升到 2035 年的 492TWh，占交通部门用电量的比例将由 31.7%上升为 70.9%。我们预计自 2027 年起，道路交通用电量将超过铁路用电量，成为交通部门最主要的用电增量来源。

图表29： 欧盟铁路用电量 2026-2035 年稳步增长



资料来源：Eurostat、华泰研究预测

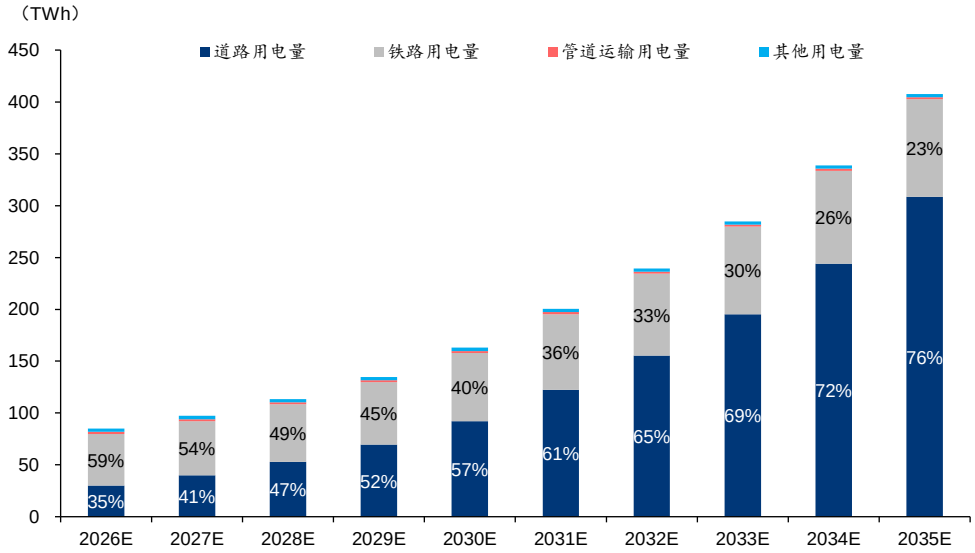
图表30： 欧盟道路用电量 2026-2035 年较快增长



资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

图表31：道路用电量是2026-2035年交通部门用电增量的主要来源

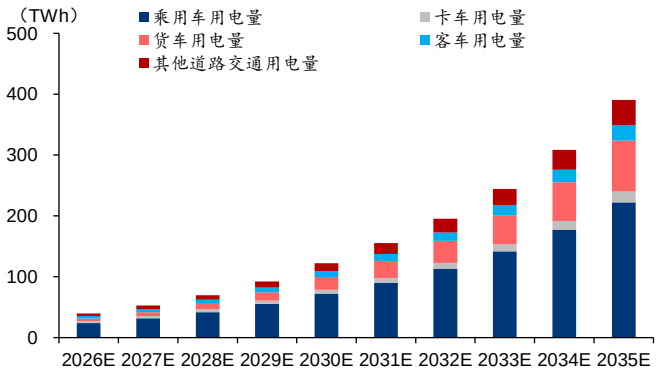


资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

乘用车拥有较高的增量占比，是道路用电的主导增量。根据欧盟官网数据，我们测算：欧盟用电乘用车数量预计将由2025年的约761万辆增至2035年的约9244万辆。根据IEA、JRC的道路用车年均用电量数据进行测算，对应用电量将由2025年的18.3 TWh增至2035年的222.3TWh，贡献道路交通用电增量的56.6%。厢式货车虽然基数较低，但增长速度最快，其电车（包括纯电车+油电混合车）数量将由2025年的53.3万辆增至2035年的1387.1万辆。2026-2035年厢式货车用电量将由3.2 TWh增至83.4TWh，CAGR达38.5%，贡献道路交通新增用电的22.2%。

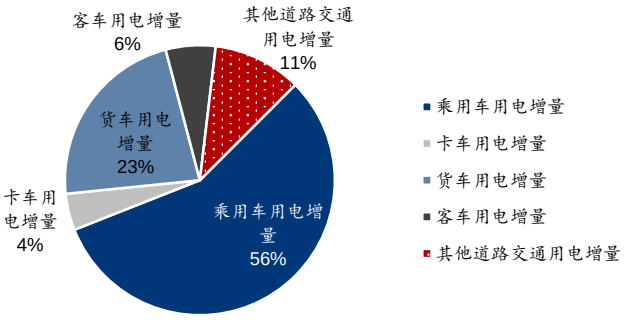
客车与卡车的车辆规模相对较小，但单车年耗电量显著高于乘用车，因此用电量增速快于保有量增速。根据JRC、EEA的数据，2025年，平均每辆用电客车每年的用电量是107.6MWh，平均每辆用电卡车每年的用电量是67.8MWh，而每辆电动乘用车每年的用电量2.4MWh。2026—2035年，用电客车数量将由3.2万辆增至18.4万辆，用电量由3.5 TWh增至25.4TWh，2026-2035年用电量CAGR为22.1%。2026-2035年，用电卡车数量将由2.9万辆增至17.4万辆，用电量由2.0 TWh增至18.1TWh，2026-2035年用电量CAGR为24.8%。二者合计增加约38.1 TWh，占道路交通新增用电的10.6%。

图表32：乘用车用电量是2026-2035道路用电增量的主要来源



资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

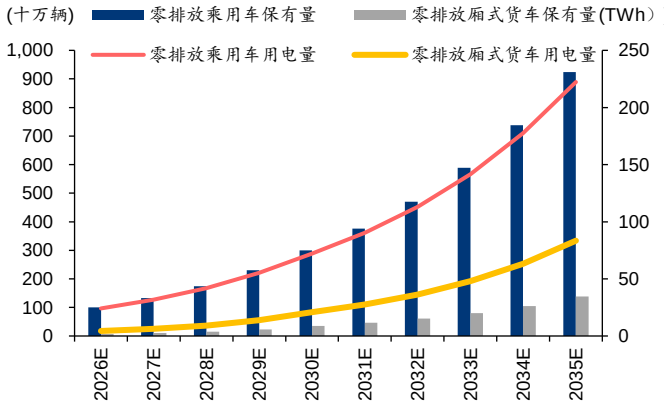
图表33：2026-2035年乘用车增量占道路交通增量主导



资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

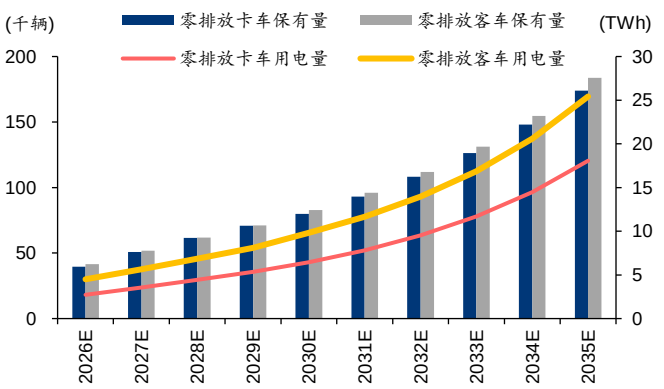
下载日志已记录，仅供内部参考

图表34：乘用车、厢式货车保有量与用电量同步增长



资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

图表35：卡车、客车保有量与用电量同步增长



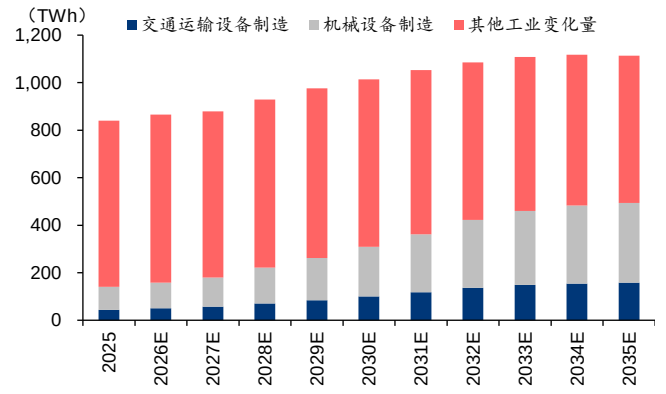
资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

工业复苏趋势偏弱，供暖用电缓慢波动不构成主要增量来源

工业用电修复或弱于IEA预期，我们的中性预测不计入电价回落带来的额外增量。根据IEA《Electricity 2025》预计，工业用电需求将温和反弹，其中主要原因包括：1）工业电气化过程中，部分传统工业过程由电力代替，如工业电炉代替传统高炉；2）工业电价下行，IEA认为未来五年工业电价将缓慢下行，并预测工业电价下行将推动工业用电量增长。但横向对比Wood Mackenzie、S&P Global等机构在2026年中东冲突后对能源价格的最新预测，我们认为这一假设偏乐观。根据Wood Mackenzie的测算，地缘政治冲突可能使2027年欧洲电价较原基准提高约13欧元/MWh，S&P Global在《Commodity Price Watch: June 2026》中亦判断在此背景下天然气、原油等大宗商品价格将较长时间维持高位。因此，我们的中性预测不再计入工业电价回落单独带来的用电增量。

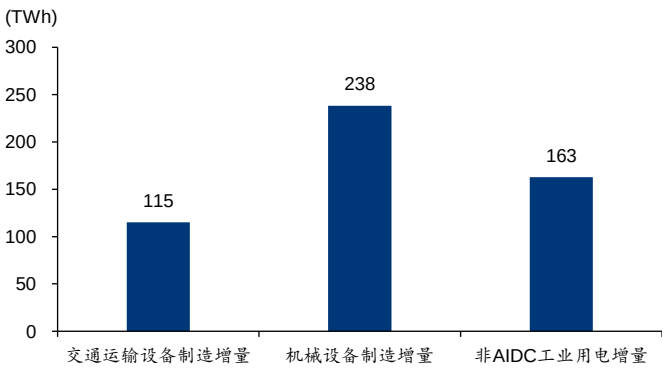
工业用电增量主要来自机械设备制造、交通运输设备制造等电气化程度较高的制造环节。需求中性情景下，剔除AIDC带来的绝对增量，传统工业及其他工业部门用电将由2025年的765.3 TWh增至2035年的927.9 TWh，2026—2035年CAGR为1.9%。从细分行业看，机械设备制造用电由2025年的96.5TWh增至2035年的334.9 TWh，2026-2035年CAGR为13.2%；交通运输设备制造由2025年的43.6 TWh增至2035年的158.6 TWh，2026-2035年CAGR为13.8%。2026-2035年，以上两项合计贡献增量约353.4 TWh，占非AIDC工业用电增量的约217%，构成了工业用电增长除AIDC外的核心来源。

图表36：交通运输、机械设备制造在工业部门增量中占比升高



资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

图表37：交通运输、机械制造推动2026-2035非AIDC工业用电增长

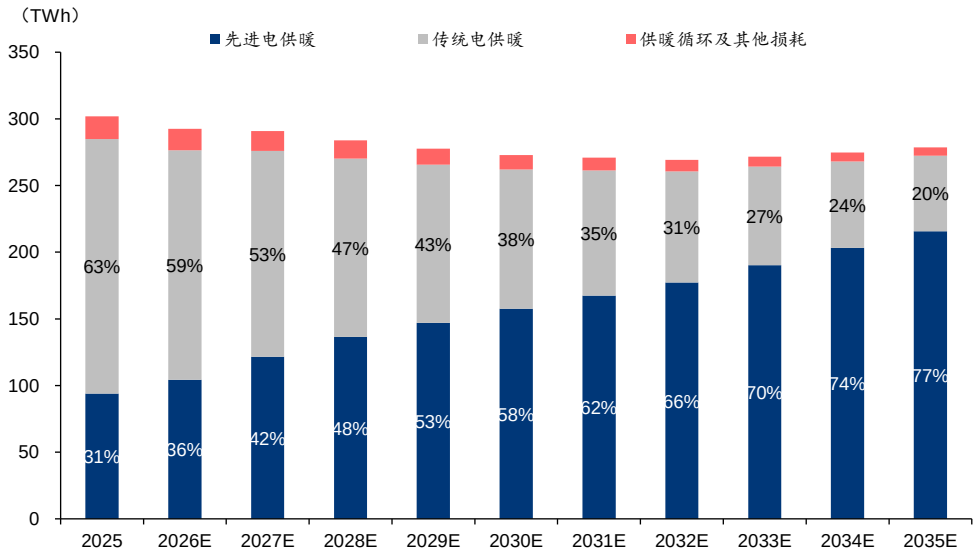


资料来源：IEA、Eurostat、华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

供暖电气化持续推进，但气候变暖与工业电气化共同作用导致供暖用电总体较为稳定。参考 JRC 对于欧盟供暖需求的预测，我们测算未来十年欧盟供暖用电内部结构将发生显著变化：随着热泵等高效电供暖设备渗透率提升，先进电供暖用电由 2025 年的 94TWh 增至 2035 年的 215.8 TWh；同期传统电供暖用电由 2025 年的 190.8TWh 降至 2035 年的 56.7 TWh，供暖循环及其他损耗用电亦由 2025 年的 17.0 TWh 降至 2035 年的 6.0 TWh。一方面，供暖电气化推动天然气、燃油等传统供暖方式向电力转变，形成电力需求增量；另一方面，全球气温上升、建筑节能水平提高以及热泵能效改善将降低单位建筑的供暖需求。两方面因素相互作用，使欧盟供暖总用电在预测期相对较为稳定。

图表38：供暖用电内部结构改变但总量较稳定



资料来源：JRC、Eurostat、华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

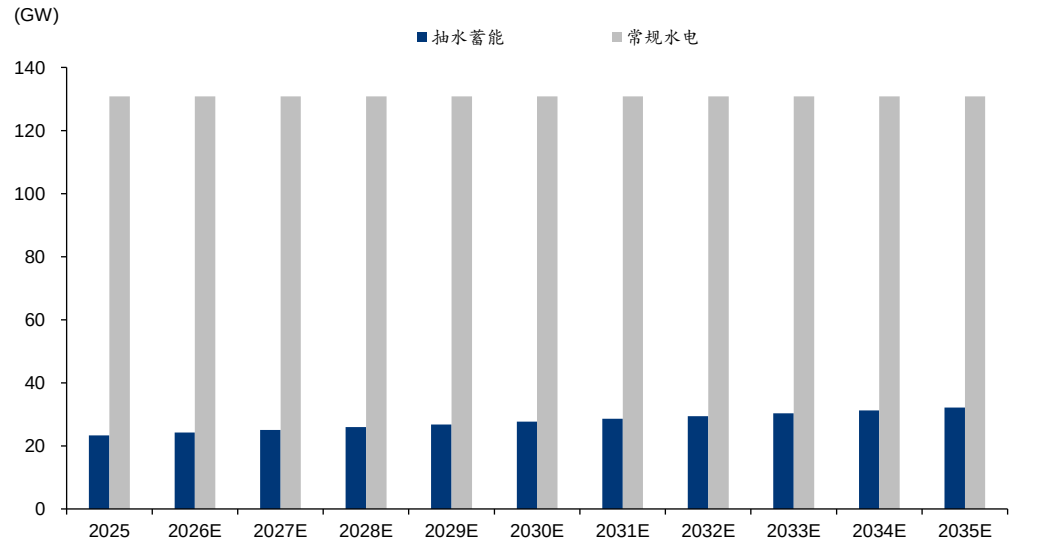
供给展望：欧盟能源转型背景下的电力缺口

按照欧盟现有电源装机规划，在不考虑新型储能的情况下，未来十年欧盟电力系统的主要矛盾并非电量不足，而是顶峰容量不足。一方面，新增电源以风电、光伏为主，其发电受气象条件影响较大，可靠容量系数较低；另一方面，煤电等可靠系数较高的传统电源持续退出，使得名义装机与可靠装机增长出现分化。叠加 AIDC 等高负荷刚性需求增长，欧盟电力系统顶峰负荷总体增长较快，将由 2025 年的 413GW 上升为 2035 年的 559GW，2026-2035 年 CAGR 为 3.1%。为弥补这部分顶峰容量缺口、维持欧盟电力系统正常运转，我们测算得出需要新增 143GW 电化学储能。

水电、核电装机容量整体稳定

水电资源开发相对成熟，未来总装机增长有限，新增容量主要来自抽水蓄能。我们预计欧盟水电装机将由 2025 年的 154GW 增加至 2035 年的 163GW，2026—2035 年 CAGR 仅为 0.6%。从内部结构看，未来水电增量几乎全部来自抽水蓄能：抽水蓄能装机有望由 2025 年的 23GW 提升至 2035 年的 32GW，2026—2035 年 CAGR 约 3.3%；同期常规水电装机基本稳定在 131GW。因此，未来水电在欧洲电力系统中的增量作用将更多体现为抽水蓄能提供调峰、储能及系统灵活性。

图表39：水电预测装机增量主要来源于抽水蓄能

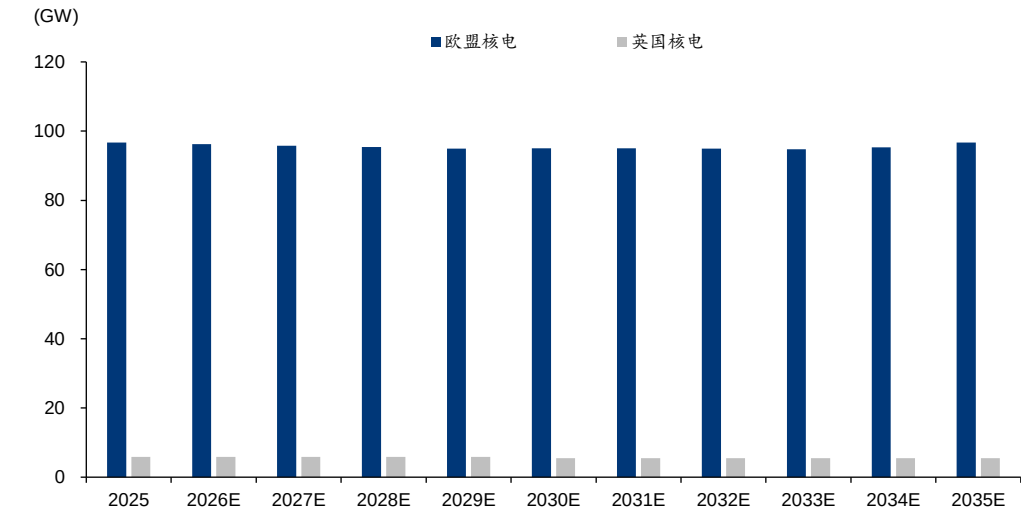


资料来源：ERAA、华泰研究预测

核电政策支持力度显著增强，但新增项目短期内难以转化为大规模装机增量。2023 年 COP28 期间，25 个国家在迪拜共同签订三倍核电宣言，俄乌冲突及欧洲能源安全压力进一步强化了核电延寿与新建需求。但 1）欧洲内部政策分化显著，法国、英国等国积极推动核电延寿及新建，但德国、卢森堡等国家仍明确为反核立场；2）新建核电项目从规划、审批、建设到投产周期较长，如法国当前 6 座核电机组的目标投运时间已在 2038 年前后，其余机组还将分批投产，因此虽然法国潜在核电装机增量是目前核电装机容量的 38.1%，在 2025—2035 年的预测周期内，法国核电总体装机数量或较为稳定。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表40：欧盟、英国核电装机皆较稳定



资料来源：ERAA、华泰研究预测

风电、光伏将成为未来十年装机增量的主要来源

风光电将成为未来十年 EU27 电源的主要增量。欧盟《可再生能源指令》（RED III）将 2030 年可再生能源占终端能源消费比例的法定目标提高至至少 42.5%，并力争达到 45%；《Repower EU with clean energy》提出 2030 年欧盟光伏装机至少达到 600GW。在此基础上，结合欧盟资源充裕性报告（ERAA），我们认为风电装机将于 2025 年的 248GW 增加至 2030 年的 368GW，进而增长为 2035 年的 609GW，2026—2035 年 CAGR 为 9.4%；光伏则将由 2025 年的 343GW 增加至 2030 年的 601GW，进而增长为 2035 年的 833GW，2026-2035 年 CAGR 为 9.3%。

风光装机合计占比将于未来十年有较大提升。风光合计装机将由 2025 年的 591GW 增至 2030 年的 969GW，进一步增长为 2035 年的 1,442GW，2026—2035 年 CAGR 约 9.3%。风光电合计装机占总装机的比例也由 2025 年的 48.7%增至 2030 年的 62.7%，进一步增长为 2035 年的 70.9%。

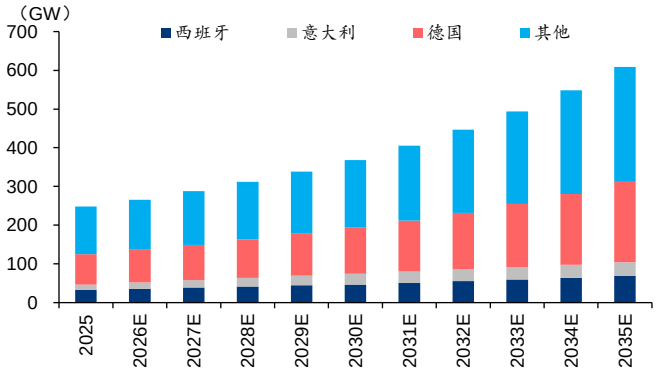
德国将可再生能源装机写入法律，2026-2035 年风光电装机增量处于欧盟首位。根据 ERAA 国别细分数据，德国、西班牙、意大利是未来欧洲风光电装机增量的主要来源，三国合计占欧盟总增量的超过 50%。德国将可再生能源装机增长写入法律，其《可再生能源法（EEG 2023）》明确规定到 2035 年，合计风电装机或将增长为 197GW；光伏装机或将增长为 309GW。结合其国家层面政策及欧盟资源充裕性报告（ERAA）数据，我们预测德国风电装机将由 2025 年的 78GW 增至 2035 年的 207GW，2026-2035 年 CAGR 约 10.3%，光伏装机将由 2025 年的 100GW 增至 2035 年的 248GW，2026-2035 年 CAGR 约 9.5%。

西班牙、意大利风光电装机增量亦位于欧盟前列，与德国共同构成欧盟风光电增量来源。西班牙、意大利也有国家层面的新能源装机计划，根据西班牙《国家综合能源与气候计划（PNIEC 2023—2030）》，2030 年该国需实现风电 62GW（其中海风 3GW）、光伏 76GW；2050 年电力系统有望实现 100%可再生能源发电；根据意大利《意大利国家综合能源与气候计划（2024）》，2030 年该国可实现风电 28.1GW、光伏 79.3GW；在其情景描述文件中，2035 年基准情景下，风电装机可达到 33.8GW、光伏装机可达到 95GW。

结合国别政策与欧盟层面总体预测，我们认为西班牙、意大利新能源装机发展较为乐观。结合两国政策以及欧盟资源充裕性报告（ERAA）数据，我们预测西班牙风电装机将由 2025 年的 33GW 增至 2035 年的 69GW，2026-2035 年 CAGR 约为 7.6%，光伏装机将由 2025 年的 42GW 增至 2035 年的 90GW，2026-2035 年 CAGR 约为 8.1%。意大利风电装机将由 2025 年的 14GW 增至 2035 年的 35GW，2026-2035 年 CAGR 约 10.0%，光伏装机将由 2025 年的 44GW 增至 2035 年的 98GW，2026-2035 年 CAGR 约 8.4%。2035 年，德国、西班牙、意大利三国风光电总装机容量占 EU27 风光电总装机容量的 51.9%。

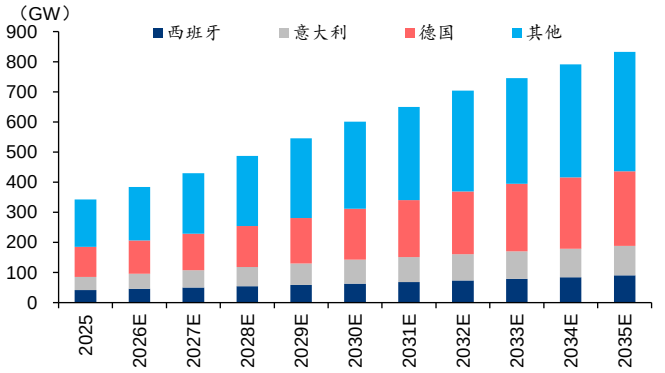
下载日志已记录，仅供内部参考

图表41：德国、西班牙、意大利是欧盟风电装机增量的主要来源



资料来源：ERAA、华泰研究预测

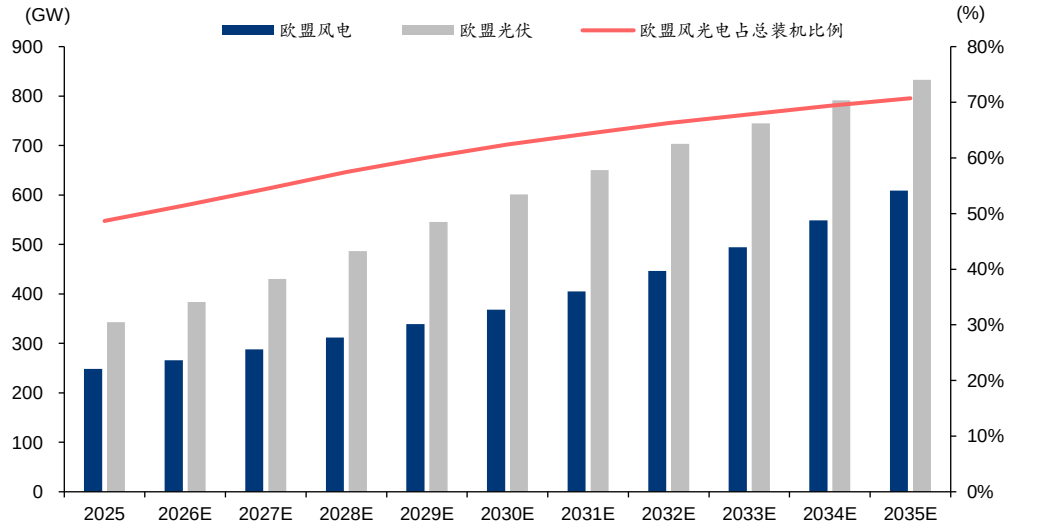
图表42：德国、西班牙、意大利是欧盟光伏装机增量的主要来源



资料来源：ERAA、华泰研究预测

2026-2030 年光伏装机增长快于风电，2030-2035 年风电装机增长快于光伏。分阶段看，2026—2030 年光伏扩张更快，CAGR 达到 11.9%，高于风电的 8.2%；2030—2035 年风电 CAGR 则提高至 10.3%，反超光伏同期的 7.3%。增速差异主要与两类电源的项目周期有关，根据欧盟委员会发布的《EU Solar Energy Strategy》报告，欧盟光伏装机项目的流程将进一步简化以快速部署，这可以推动欧盟在更短时间内完成光伏装机的增长目标；相比之下，风电尤其海上风电项目规模较大、周期较长，根据 IEA 的预测，欧洲海上风电已受到成本、并网等因素影响，部分项目将出现延期的状况，这会导致风电装机增量延后投入运营。

图表43：欧盟风光电装机容量及占总装机占比持续上升



资料来源：ERAA、华泰研究预测

煤电退出速度放缓，气电及氢能装机增加

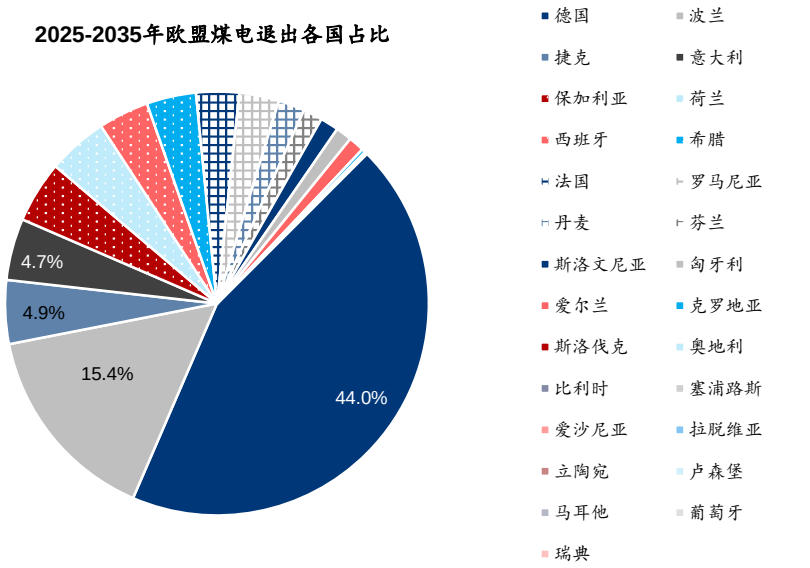
德国 2025-2035 年煤电退出速度、退出总量皆为欧盟首位，对欧盟火电装机结构影响大。根据欧盟官方 2025 年发布的年度资源充裕性报告（ERAA）中的预测数据，欧盟煤电装机将由 2024 年的约 107GW 降至 2035 年的约 15GW，2025-2035 年 CAGR 为-16.2%。其中，煤电退出总量最多的国家为德国，煤电装机将由 2024 年的 40GW 下降为 2035 年的约 5GW，2025-2035 年 CAGR 为-17.6%。

下载日志已记录，仅供内部参考

在欧盟退煤政策总体较激进的背景下，部分国家基于自身情况对应设置保守情形。根据 ERAA（2025）中预测数据，煤电退出总量排名前四的国家分别为德国、波兰、捷克、意大利。单个国家层面看，这四个国家都有更加细致的煤电退出政策，其中德国的煤电退出速度写入官方法律规定，且过去两年德国都按时乃至超量完成煤电退出计划，因此，我们认为未来十年其煤电退出速度也将受到来自政策端的较强约束。此外，捷克和波兰有较为保守的保供情形，且与 ERAA 预测情形相比，2035 年，波兰煤电装机多 7.7GW，捷克煤电装机多 3.7GW。意大利原本计划于 2028 年退出全部煤电，但其最新法律将煤电退出年限调整至 2038 年，因此，我们将意大利煤电退出速度下调至与欧盟整体速度一致。

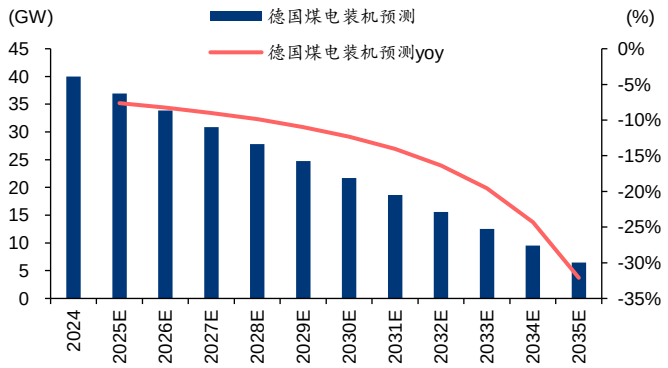
在我们预测情形中，对退煤较多的国家采取保守情形。考虑到欧盟整体层面上转型难度大，且国与国之间存在交流互联电网、跨境直联联络线等电力进出口设备，我们认为欧盟总体层面需要采取更加保守的预测情形，基于此，我们对 ERAA（2025）中波兰、捷克、意大利的煤电退出速度都进行了下调。在调整后，我们预测欧盟煤电装机将由 2024 年的 107GW 下降为 2035 年的 30GW（原 15GW），2025-2035 年 CAGR 为-10.8%（原-16.2%）。

图表44： 德国、波兰、捷克、意大利在欧盟煤电总量退出中排名前列



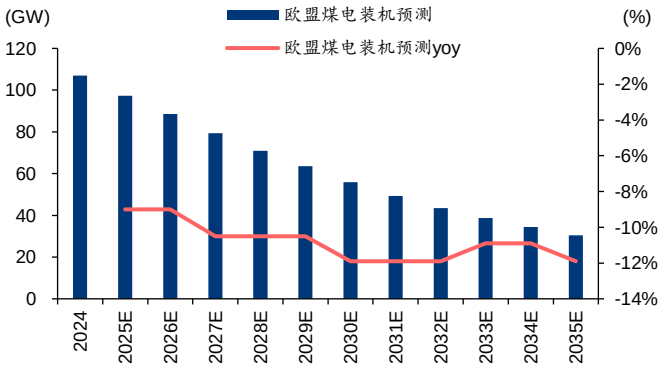
资料来源：ERAA、华泰研究预测

图表45： 德国煤电装机退出速度在 2025-2035 年由慢变快



资料来源：ERAA、华泰研究预测

图表46： 欧盟煤电装机将在 2025-2035 年较快退出



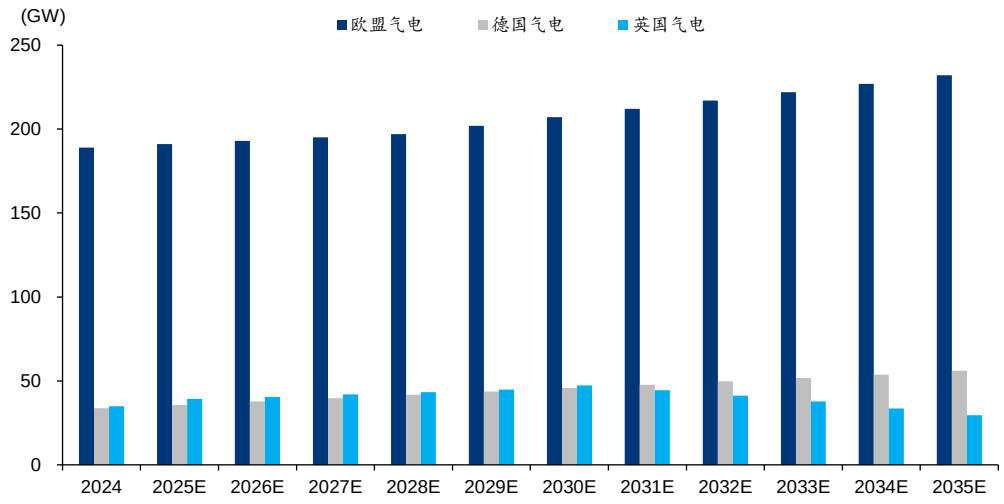
资料来源：ERAA、华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

单个国家之间相比较，欧盟煤电退出较快的国家往往需要新增较多气电装机。根据 2024 年欧盟资源充裕性报告（ERAA2024）及各国单独预测，欧盟中预测煤电退出总量较大的国家均存在气电较大增长的情况。其中，根据 BNetzA（德国联邦网络管理局）发布的预测数据，德国气电装机有望由 2024 年的 34GW 增长至 2035 年的 56GW，2025-2035 年 CAGR 为 4.7%。根据意大利《Rapporto Adeguatezza Italia 2025》报告显示，2025 年，国家层面经过拍卖签约确定将增长的气电装机容量共 7.9GW。根据捷克《国家能源与气候计划（NECP）》中的模型，捷克将于 2030 年前新增 0.8-1.4GW 燃气电源。根据波兰系统输电运营商（PSE）小组委员会会议记录中预测数据，波兰于 2040 年前有望新增 12-15GW 气电装机。

在煤电退出背景下，气电装机将在 2025-2035 年大致呈增长趋势。在明确单个国家存在较大气电装机增长空间后，我们参考了欧盟官方于 2024 年发布的年度欧盟资源充裕性报告的预测数据以及 Beyond Fossil Fuels 网站的 2026 年在建燃气发电站数据，预测欧盟及英国气电装机将在 2025-2035 年预测周期内稳定增长。欧盟气电装机将从 2024 年的 189GW 上升为 2035 年的 232GW，2025-2035 年 CAGR 为 1.9%；英国气电装机将从 2024 年的 35GW 上升为 2030 年的 47GW，2025-2030 年 CAGR 为 5.1%。

图表47：2025-2035 年欧盟、德国气电装机稳定上涨，英国气电装机 2030 年增长至最大容量后有所回落

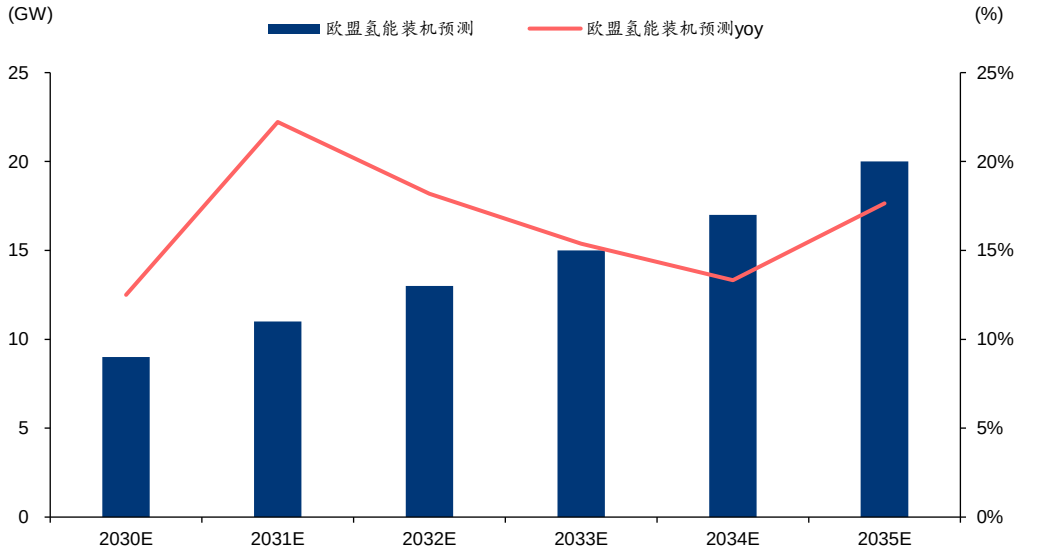


资料来源：ERAA、华泰研究预测

氢能发电将在 2030 年后成为欧盟火电结构调整的重要增量。参考欧盟官方 2026 年发布的《TYNDP 2026 Scenarios Report》的预测数据后，我们认为氢能发电装机将在 2030-2035 年出现较大增长。因此，我们预测氢能发电装机将由 2030 年的 9GW 上升为 2035 年的 20GW，2031-2035 年 CAGR 为 17.3%。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表48：欧盟氢能装机增量在 2030-2035 年上升

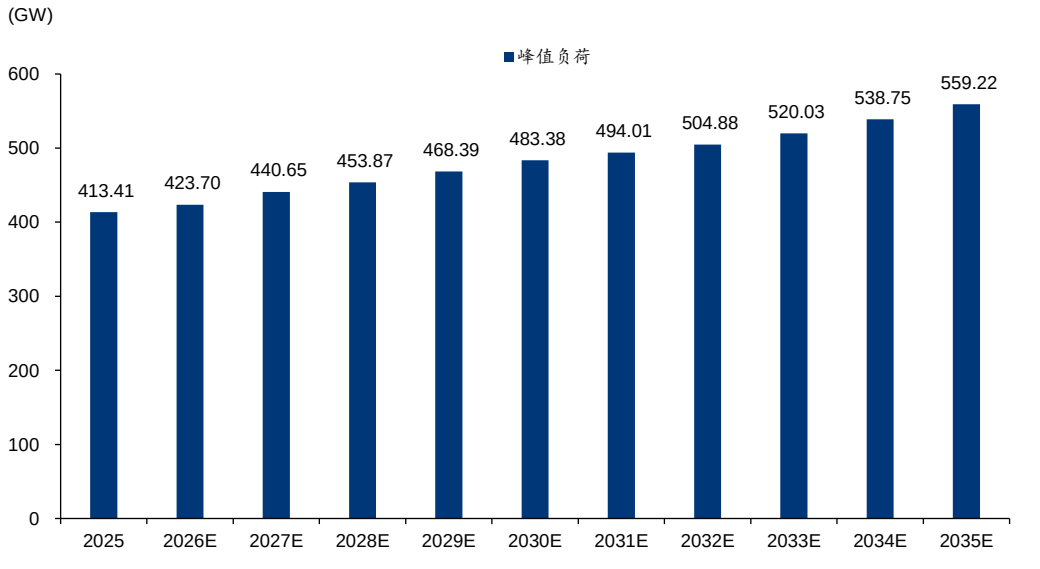


资料来源：ERAA、华泰研究预测

三种情形下欧盟电力供需平衡展望

2026-2035 年峰值负荷与 AIDC 用电需求存在较强关联性。欧盟 2025—2035 年新增用电主要来自 AIDC、道路交通及相关设备制造，其中 AIDC 对于用电需求具有较强刚性，且对峰值负荷影响更为直接。因此，我们以 2025 年历史峰值负荷为基准，参考了 2025 年欧盟资源充裕性报告（ERAA）对总用电需求、AIDC 用电需求的预测以及美国劳伦斯伯克利国家实验室《US Data Center Energy Usage Report》对 AIDC 利用率的预测，我们测算得到 2026-2035 年的总峰值负荷。欧盟峰值负荷将由 2026 年的 423.7GW 上升为 2035 年的 559GW，2027-2035 年 CAGR 为 3.1%。

图表49：欧盟峰值负荷在 2026-2035 年缓慢上升



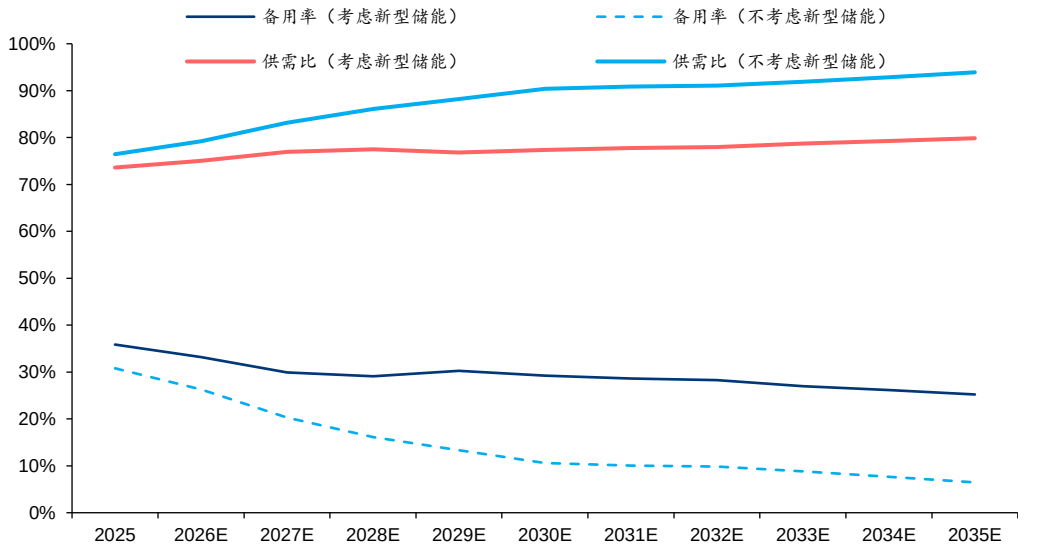
资料来源：ERAA、Eurostat、华泰研究预测

在此基础上搭建欧盟电力系统供需平衡表，测算得出其将于 2027 年起缺电力。我们以中国市场可靠系数为基础测算，以备用率小于 25%或供需比大于 80%作为电力系统顶峰能力不足的条件，得出在不考虑新型储能的前提下，欧盟电力系统的备用率将于 2027 年起低于 25%，2027-2035 年将由 20%下降至 6%；供需比将于 2027 年起高于 80%，2027-2035 年将由 83%上升至 94%。即 2027 年起，欧盟电力系统将面临电力的缺口，且这一缺口将持续扩大。

下载日志已记录，仅供内部参考

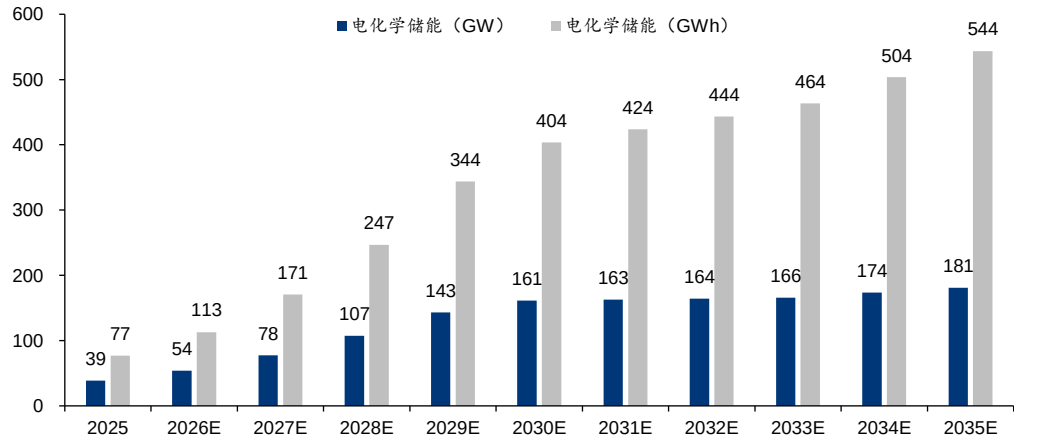
为弥补电力系统顶峰能力缺口，需新增 143GW 电化学储能。电化学储能在电力系统中具有较强顶峰能力，可靠系数较高。在此基础上，我们测算出为弥补欧盟的电力缺口，在保证备用率最低 25%、供需比最高 80%的前提下，假设未来十年电化学储能平均时长将由 2h 向 3h 增长，我们测算得出 2026-2035 年欧盟总体需要新增 143GW、467GWh 电化学储能。这一数据较 2025 年欧盟资源充裕性报告（ERAA）的预测增量多 56GW。

图表50：考虑电化学储能后欧盟备用率、供需比即回到合理约束范围内



资料来源：ERAA、Eurostat、华泰研究预测

图表51：欧盟电化学储能装机在 2026-2035 年稳定上升

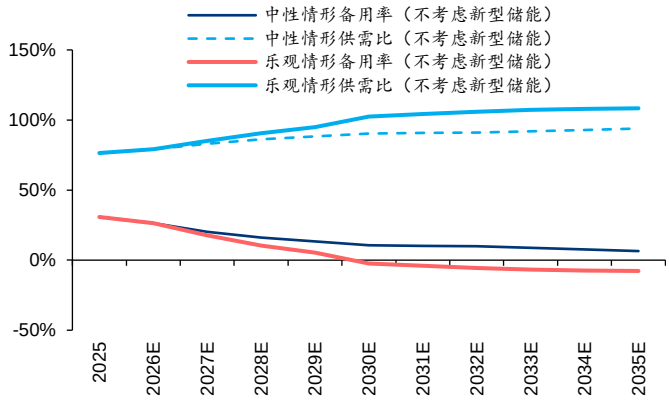


资料来源：ERAA、Eurostat、华泰研究预测

上调用电需求增长假设构建乐观情形，顶峰容量缺口将进一步扩大。我们的预测中，除 AIDC、交通用电及相关部门外，其余部门用电主要参考历史趋势，整体需求预测存在一定保守性。基于此，我们参考 2025 年度欧盟资源充裕性报告的数据，将 2025—2035 年用电需求增量上调 50%，构建乐观情形。对应峰值负荷将由 2026 年的 423.7GW 升至 2035 年的 638GW，2027—2035 年 CAGR 为 4.7%。在此情形下，我们对应测算出欧盟将于 2027 年起出现电力缺口，且相较前述中性情形，电力缺口将进一步扩大，备用率 2027 年-2035 年由 18%下降至-8%，供需比 2027 年-2035 年由 85%上升至 108%。为弥补这一扩大后的电力缺口，2026-2035 年欧盟电化学储能装机需新增约 323GW，较中性情形上升 126.1%。

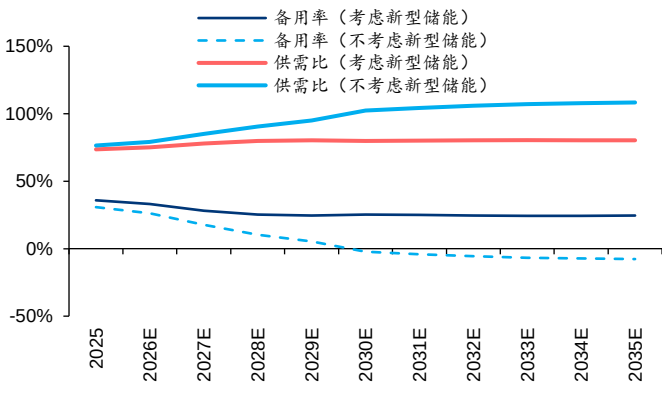
下载日志已记录，仅供内部参考

图表52： 乐观情形下电力缺口较中性情形扩大



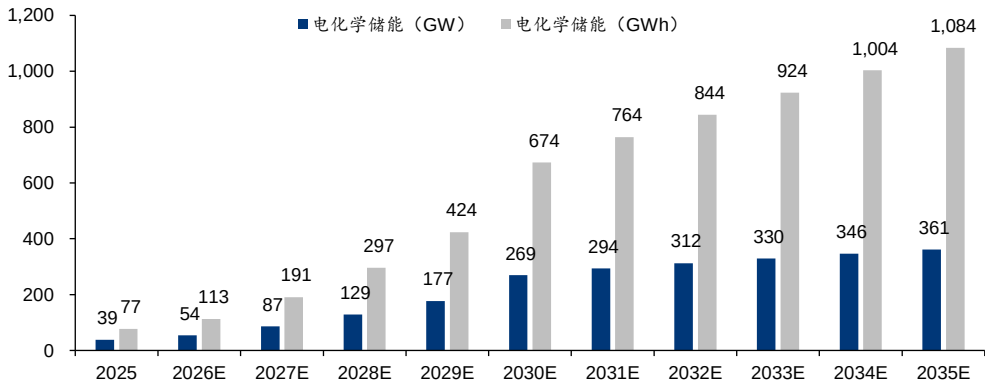
资料来源：ERAA、Eurostat、华泰研究预测

图表53： 考虑电化学储能后欧盟备用率、供需比回到合理约束范围内



资料来源：华泰研究预测

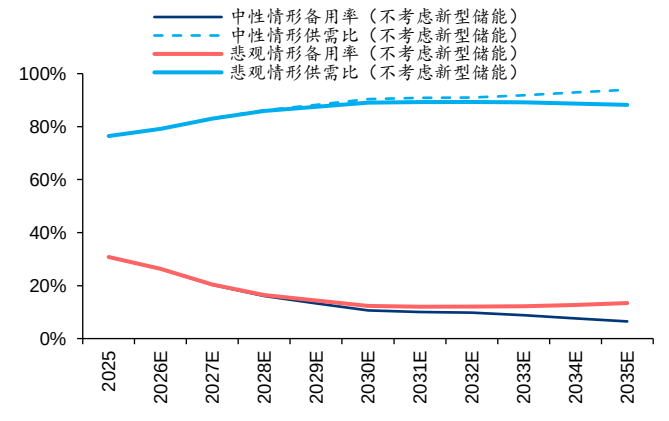
图表54： 乐观情形下欧盟电化学储能装机在 2026-2035 年较快上升



资料来源：ERAA、Eurostat、华泰研究预测

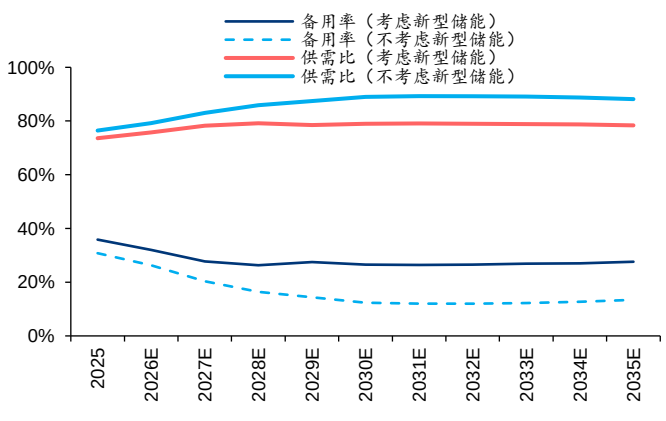
下调用电需求构建悲观情形，顶峰容量缺口缩小但仍存在。在我们的预测情形下，AIDC、交通用电及对应的交通设备制造用电增长预测都是以政策层面的目标为导向的，存在无法按预测完成的可能性。我们在预测情形下将交通用电及交通设备制造用电的增量下调为原预测的 90%，构建了新的悲观情形。对应峰值负荷将由 2026 年的 423.7GW 升至 2035 年的 528GW，2027—2035 年 CAGR 为 2.5%。在此情形下，我们测算出欧盟同样将于 2027 年开始出现电力缺口，且这一缺口较中性及乐观情形缩小。备用率 2027 年-2035 年由 20%下降至 13%，供需比 2027 年-2035 年由 83%上升至 88%。为弥补这一悲观情形下的顶峰容量缺口，我们测算 2026-2035 年欧盟电化学储能装机需新增 91GW。

图表55： 悲观情形下电力缺口较中性情形缩小



资料来源：ERAA、Eurostat、华泰研究预测

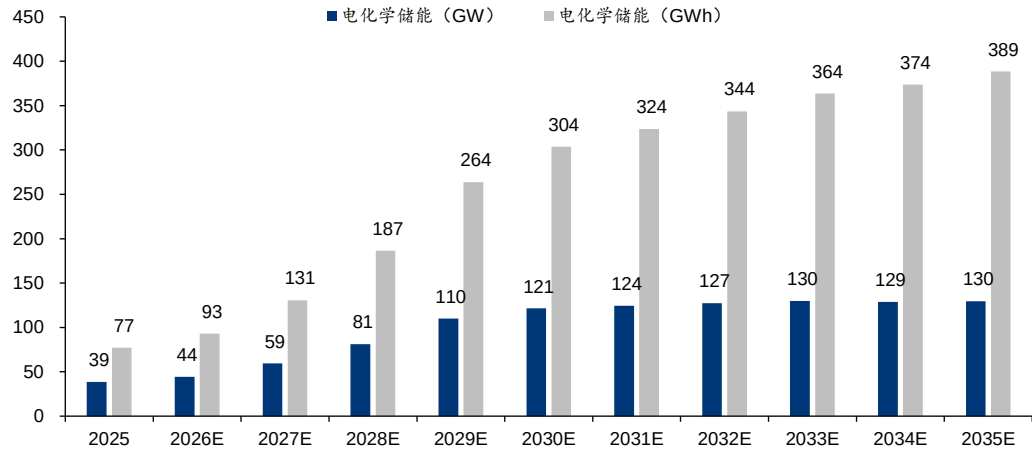
图表56： 考虑电化学储能后欧盟备用率、供需比回到合理约束范围内



资料来源：华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

图表57：悲观情形下欧盟电化学储能装机在2026-2035年稳步上升



资料来源：ERAA、Eurostat、华泰研究预测

三种情形下英国电力供需平衡展望

英国用电需求增长推动用电峰值增长。根据英国国家电网运营商（NESO）的预测数据，2026-2030年，英国用电需求年均增速为2.9%，2030-2035年，英国用电需求年均增速为3.6%，在此基础上，我们测算英国用电需求将由2025年的278TWh上涨为2035年的382TWh，2026-2035年CAGR为3.3%。在参考此需求预测以及英国政府官方对于AIDC装机增速预测后，我们认为英国的用电峰值将从2025年的44GW上升为2035年的74GW。

英国将于2026年出现电力缺口，且这一缺口将持续扩大。在测算单个国家备用率、供需比时，考虑到备用率变动敏感度大于供需比，我们将电力系统无法正常顶峰的约束条件下调为备用率小于20%、供需比大于80%。在此情形下，我们测算出在不考虑新型储能时英国将于2026年起陷入缺电力的状态中，不考虑新型储能时2026-2035年备用率将由2026年的20%持续下降，2033年起开始转负，2035年下降至-12%，供需比将由83%上升至113%。为维持电力系统顶峰能力充足，我们测算认为英国储能装机将由2025年的7GW增至2035年的39GW，2026—2035年CAGR为18.9%。

图表58：英国电力供需平衡表——发电装机容量（万千瓦）、发电量（TWh）

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
英国煤电装机	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
英国气电装机	3928	4049	4202	4322	4486	4727	4446	4125	3775	3365	2947
英国其余火电装机	796	756	744	755	790	845	927	1037	1166	1318	1497
英国风电装机	3844	4467	5140	5856	6603	7426	8260	9084	9876	10611	11089
英国光伏装机	2035	2268	2528	2792	3084	3414	3781	4110	4387	4682	4962
英国核电装机	588	588	588	588	588	548	548	548	548	548	548
英国水电装机	491	503	515	527	539	552	566	579	592	606	613
英国其他装机	682	1047	1415	1785	2154	2524	2561	2596	2629	2659	2690
英国总装机	12365	13678	15132	16626	18244	20036	21087	22079	22973	23788	24346
英国总发电量	294	304	314	324	335	346	357	369	381	393	406

资料来源：NESO、ERAA、华泰研究预测

图表59：英国电力供需平衡表——用电量（TWh）

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
英国总需求	278	283	289	297	305	315	325	338	351	366	382
英国AIDC需求	8	11	14	16	19	22	25	28	30	33	36
英国交通用电需求	16	18	21	25	29	34	40	48	57	66	77
英国供暖用电需求	22	22	23	24	25	26	27	29	30	32	34

资料来源：NESO、ERAA、华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

图表60：英国电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
最高负荷	44	48	52	57	61	62	64	66	69	71	74
备用率	35%	32%	30%	26%	28%	35%	31%	26%	21%	24%	20%
备用率（不包括新型储能）	26%	20%	15%	9%	8%	11%	8%	3%	-1%	-6%	-12%
供需比	74%	76%	77%	79%	78%	74%	76%	79%	83%	80%	83%
供需比（不包括新型储能）	79%	83%	87%	92%	93%	90%	93%	97%	101%	107%	113%

资料来源：NESO、ERAA、华泰研究预测

乐观情形下需求上调，峰值负荷加速增长。在参考 2025 年欧盟资源充裕性报告（ERAA）对英国用电需求的预测后，我们相应上调了对于英国 2026-2035 年用电需求的预测，构建了用电需求的乐观情景。我们预测英国用电需求将从 2025 年的 278TWh 上升为 2035 年的 421TWh，2026-2035 年 CAGR 为 4.2%。对应峰值负荷将由 2025 年的 44GW 升至 2035 年的 78GW，2026—2035 年 CAGR 为 5.8%。

英国将于 2026 年出现电力缺口，且这一缺口将持续扩大。在此情形下，我们测算出不考虑新型储能时英国电力系统顶峰能力将于 2026 年起陷入缺乏状态中，且较前述中性情形顶峰容量缺口进一步扩大。英国备用率将于 2026 年起由 15%持续下降，2032 年起开始转负，2035 年下降至-16%，供需比将由 87%上升至 119%。为弥补这一顶峰容量缺口，我们测算得出英国电化学储能装机将由 2025 年的 7GW 增至 2035 年的 46GW，2026—2035 年 CAGR 为 21.2%。

图表61：英国乐观情形电力供需平衡表——用电量（TWh）

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
英国总需求	278	286	295	306	318	332	347	364	382	401	421
英国 AIDC 需求	8	11	14	16	19	22	25	28	30	33	36
英国交通用电需求	16	18	21	25	29	34	40	48	57	68	81
英国供暖用电需求	22	22	23	24	25	26	27	29	30	32	34

资料来源：NESO、ERAA、华泰研究预测

图表62：英国乐观情形电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
最高负荷	44	50	56	59	62	65	67	70	72	75	78
备用率	35%	42%	35%	34%	37%	41%	36%	31%	26%	21%	21%
备用率（不包括新型储能）	26%	15%	6%	4%	4%	6%	2%	-2%	-7%	-11%	-16%
供需比	74%	70%	74%	74%	73%	71%	74%	76%	79%	83%	83%
供需比（不包括新型储能）	79%	87%	94%	96%	96%	94%	98%	102%	107%	113%	119%

资料来源：NESO、ERAA、华泰研究预测

悲观情形下需求下调，峰值负荷增速放缓。在我们的预测情形下，交通用电及交通设备制造用电增长存在无法按预期达成的可能性。基于此，我们将交通用电及交通设备制造用电的增量下调为原预测的 90%，构建了悲观情形。在此情形下英国用电需求将由 2025 年的 278TWh 上升为 2035 年的 352TWh，2026-2035 年 CAGR 为 2.4%。对应峰值负荷将由 2025 年的 44GW 升至 2035 年的 67GW，2025—2035 年 CAGR 为 4.3%。

英国仍将于 2026 年出现电力缺口，较前述情形缩小但仍存在。在此情形下，我们对应测算出不考虑新型储能时英国电力系统将于 2026 年起陷入顶峰容量缺乏的状态中，但较前述中性情形缺口有所缩小。英国备用率将于 2026 年起由 15%持续下降，2035 年起开始转负，当年备用率为-1%，供需比将由 87%上升至 101%。为弥补这一顶峰容量缺口，我们测算得出英国电化学储能装机将由 2025 年的 7GW 增至 2035 年的 26GW，2026—2035 年 CAGR 为 14.6%。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表63：英国悲观情形电力供需平衡表——用电量（TWh）

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
英国总需求	278	280	287	294	301	309	317	325	334	343	352
英国 AIDC 需求	8	11	14	16	19	22	25	28	30	33	36
英国交通用电需求	16	18	20	22	26	29	33	38	43	49	55
英国供暖用电需求	22	22	23	24	25	26	27	29	30	32	34

资料来源：NESO、ERAA、华泰研究预测

图表64：英国悲观情形电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
最高负荷	44	50	55	59	61	62	64	65	66	67	67
备用率	35%	27%	23%	21%	28%	35%	32%	30%	28%	26%	24%
备用率（不包括新型储能）	26%	15%	8%	4%	8%	11%	8%	6%	4%	2%	-1%
供需比	74%	79%	81%	83%	78%	74%	76%	77%	78%	80%	81%
供需比（不包括新型储能）	79%	87%	92%	96%	93%	90%	92%	94%	96%	98%	101%

资料来源：NESO、ERAA、华泰研究预测

三种情形下德国电力供需平衡展望

德国用电需求增长推动用电峰值增长。根据德国联邦环境署（UBA）的预测数据，2026-2030 年，德国用电需求年均增速为 1.8%，2030-2035 年，德国用电需求年均增速为 4%，在此基础上我们测算德国用电需求将由 2025 年的 486TWh 上涨为 2035 年的 629TWh，2026-2035 年 CAGR 为 2.6%。在参考此需求预测以及德国政府官方对于 AIDC 装机增速预测后，我们认为德国的用电峰值将从 2025 年的 74GW 上升为 2035 年的 116GW。

德国将于 2027 年出现电力缺口，且这一缺口将持续扩大。沿用英国对于单个国家的电力系统正常顶峰的约束条件，在此情形下，我们测算出不考虑新型储能时，德国将于 2027 年起陷入缺电力的状态中。2026-2035 年，德国备用率将由 23%下降至 12%，供需比将由 81%上升至 89%。为弥补这部分顶峰容量缺口，我们测算德国电化学储能装机将由 2025 年的 16GW 增至 2035 年的 56GW，2026—2035 年 CAGR 为 13.6%。

图表65：德国电力供需平衡表——发电装机容量（GW）、发电量（TWh）

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
德国煤电装机	37	34	31	28	25	22	19	16	13	10	6
德国气电装机	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56
德国其余火电装机	50	46	43	41	40	39	38	37	36	36	35
德国风电装机	78	84	91	99	108	119	131	145	163	183	207
德国光伏装机	100	110	121	135	151	170	189	209	224	237	248
德国核电装机	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
德国水电装机	11	12	12	13	13	14	14	14	15	15	14
德国其他装机	16	18	20	23	25	26	30	33	38	43	49
德国总装机	328	340	356	377	402	432	463	495	527	557	591
德国总发电量	514	534	556	578	601	625	655	687	719	754	790

资料来源：UBA、ERAA、华泰研究预测

图表66：德国电力供需平衡表——用电量（TWh）

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
德国总需求	486	492	501	511	523	536	552	569	588	608	629
德国 AIDC 需求	21	22	23	23	24	25	28	31	34	37	41
德国交通用电需求	26	27	29	33	37	43	49	56	65	77	93
德国供暖用电需求	19	21	22	23	24	26	28	29	31	33	35

资料来源：UBA、ERAA、华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

图表67：德国电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
最高负荷	74	77	78	80	82	85	89	94	100	108	116
备用率	41%	37%	35%	29%	34%	35%	36%	36%	35%	42%	43%
备用率（不包括新型储能）	30%	23%	18%	12%	14%	13%	13%	13%	12%	13%	12%
供需比	71%	73%	74%	77%	74%	74%	74%	74%	74%	71%	70%
供需比（不包括新型储能）	77%	81%	84%	89%	88%	88%	88%	89%	89%	88%	89%

资料来源：UBA、ERAA、华泰研究预测

乐观情形下需求上调，峰值负荷加速增长。在参考 2025 年欧盟资源充裕性报告（ERAA）对德国用电需求的预测后，我们相应上调了对于德国 2026-2035 年用电需求的预测，构建了用电需求的乐观情景。我们预测德国用电需求将从 2025 年的 486TWh 上升为 2035 年的 729TWh，2026-2035 年 CAGR 为 4.1%。对应峰值负荷将由 2025 年的 74GW 升至 2035 年的 127GW，2026—2035 年 CAGR 为 5.5%。

德国将于 2027 年出现电力缺口，且这一缺口将持续扩大。在此情形下，我们测算出不考虑新型储能时德国将从 2027 年陷入缺电力的状态中，且这一电力缺口较前述中性情形扩大。2027-2035 年，不考虑新型储能时德国备用率将由 18%下降至 0%，供需比将由 84%上升为 100%。为弥补这部分缺失的顶峰容量，我们对应测算德国电化学储能装机将由 2025 年的 16GW 增至 2035 年的 80GW，2026—2035 年 CAGR 为 17.7%。

图表68：德国乐观情形电力供需平衡表——用电量（TWh）

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
德国总需求	486	491	501	517	538	562	591	622	656	691	729
德国 AIDC 需求	21	22	23	23	24	25	28	31	34	37	41
德国交通用电需求	26	27	29	32	37	43	48	56	65	77	92
德国供暖用电需求	19	21	22	23	24	26	28	29	31	33	35

资料来源：UBA、ERAA、华泰研究预测

图表69：德国乐观情形电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
最高负荷	74	77	78	81	84	88	94	100	108	117	127
备用率	41%	37%	35%	28%	31%	29%	28%	32%	35%	39%	40%
备用率（不包括新型储能）	30%	23%	18%	11%	11%	9%	7%	5%	3%	2%	0%
供需比	71%	73%	74%	78%	76%	77%	78%	76%	74%	72%	71%
供需比（不包括新型储能）	77%	81%	84%	90%	90%	92%	94%	96%	97%	98%	100%

资料来源：UBA、ERAA、华泰研究预测

悲观情形下需求下调，峰值负荷增速放缓。在我们的预测情形下，交通用电及交通设备制造用电增长存在无法按预期达成的可能性。基于此，我们将交通用电及交通设备制造用电的增量下调为原预测的 90%，构建了悲观情形。在此情形下德国用电需求将由 2025 年的 486TWh 上升为 2035 年的 608TWh，2026-2035 年 CAGR 为 2.3%。对应峰值负荷将由 2025 年的 74GW 升至 2035 年的 112GW，2026—2035 年 CAGR 为 4.2%。

德国仍将于 2027 年出现电力缺口，较前述情形缩小但仍存在。在此情形下，我们测算出不考虑新型储能时德国将于 2027 年起陷入电力系统顶峰能力缺乏的状态中，这一缺口较前述情形缩小，但仍存在。2027-2035 年，德国备用率将由 19%下降至 17%，供需比将由 84%上升至 85%。为弥补这部分电力系统顶峰能力缺口，我们测算电化学储能装机将由 2025 年的 16GW 增至 2035 年的 40GW，2026—2035 年 CAGR 为 9.8%。

图表70：德国悲观情形电力供需平衡表——用电量（TWh）

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
德国总需求	486	492	499	508	519	531	545	559	575	591	608
德国 AIDC 需求	21	22	23	23	24	25	28	31	34	37	41
德国交通用电需求	26	27	27	29	33	37	42	48	55	64	77
德国供暖用电需求	19	21	22	23	24	26	28	29	31	33	35

资料来源：UBA、ERAA、华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

图表71：德国悲观情形电力容量平衡表——最高负荷（GW）、备用率、供需比

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
最高负荷	74	77	78	80	82	84	88	93	99	104	112
备用率	41%	37%	35%	30%	35%	36%	37%	38%	38%	42%	40%
备用率（不包括新型储能）	30%	23%	19%	12%	15%	14%	14%	15%	14%	18%	17%
供需比	71%	73%	74%	77%	74%	73%	73%	72%	73%	70%	71%
供需比（不包括新型储能）	77%	81%	84%	89%	87%	88%	87%	87%	87%	85%	85%

资料来源：UBA、ERAA、华泰研究预测

欧盟电化学储能产业链或将受益

为弥补欧盟电力系统可能出现的电力缺口，欧盟电化学储能产业链或将受益。根据我们的测算，为弥补电力缺口、维持欧盟电力系统正常运转，2026-2035 年欧盟、英国、德国分别需新增约 143/32/40GW 电化学储能，对应 467/90/150GWh，2026-2035 年 CAGR 分别为 16.8%/18.9%/13.6%，欧洲电化学储能需求有望进入快速增长阶段。

产业链公司包括积极布局电化学储能的欧盟能源运营商 RWE（莱茵集团）。RWE 是一家欧盟能源综合运营商，总部位于德国埃森，其业务范围同时覆盖传统能源发电、新能源发电、新型储能建设与电力交易。根据 RWE2025 年年报，随着风光电等新能源发电的占比增大，电力系统对于风光配储的需求也随之增大，储能项目发展是公司重要发展战略之一，截至 2025 年底，公司已在全球投运电池储能装机约 1.7GW，在建电池储能装机约为 2.4GW。

RWE 积极布局能源转型领域相关投资，其储能规划有望与欧盟市场同步增长。RWE 官网披露绿色投资战略“Growing Green”规划，依照该规划，RWE 全公司口径电化学储能装机将由 2025 年的 1.7GW 增长至 2030 年的 6GW，2026-2030 年 CAGR 为 28.7%。根据我们的测算，在可以弥补电力缺口的前提下，2026-2030 年，欧盟、英国和德国的电化学储能增长 CAGR 为 33.2%、29.6%和 15.1%。RWE 储能装机规划维持较高增速，与欧洲储能需求快速扩张方向一致，RWE 公司作为欧洲储能资产投资运营的重要参与者，有望充分承接欧洲电力系统灵活性需求增长带来的新增投资机遇。

RWE 并网资源丰富，传统电源退出有望为其储能项目开发提供站址资源优势。根据欧盟委员会官方网站信息，目前，欧洲储能发展的一大约束条件为欧洲电网拥堵程度较高，可供接入新型储能的容量较少。根据 RWE 于 2025 年 11 月发布的电池业务投资者材料，公司将“可重复利用的现有站址”列为其储能业务的核心竞争优势之一，其可利用按政策要求退出的煤电站址作为新发展储能的点位。公司当前已有多个项目体现这一模式，根据 RWE 官方新闻稿，德国 Westfalen 煤电厂于 2021 年停止使用硬煤发电，RWE 目前正在该原煤电厂站址建设约 0.6GW/1.2GWh 电池储能。

图表72：并网资源优势是 RWE 发展电化学储能四大优势之一



资料来源：RWE、华泰研究

下载日志已记录，仅供内部参考

风险提示

1）测算与实际存在差异风险。我们通过构建欧盟、英国、德国电力供需表，得出其未来十年在不考虑新型储能情况下或将缺电力的结论，需要新增大量电化学储能装机以维持顶峰负荷充足，但是如果：1）煤电退出速度低于预期，2）AI 用电需求低于预期，3）道路交通领域电气化进展低于预期，欧盟、英国、德国电力紧缺程度或将低于预期，从而电化学储能需求可能低于预期。

2）能源转型不及预期风险。煤电等传统火电退出，以及气电、氢能等新增电源投产进度受各国政策、电网拥堵程度及设备供应等因素影响，转型进度可能不及预期。

3）地缘冲突及能源价格超预期上行风险。中东地缘冲突仍存在反复可能，若美伊战争进一步升级，或将对霍尔木兹海峡等重要能源运输通道造成扰动，影响全球原油、天然气供给及运输，带来能源价格超预期上涨风险。

4）AI 技术路线演进或 AIDC 用电需求不及预期风险。本报告中，我们在考虑了北欧未来十年训练需求用电增长较多、推理需求用电增长较少，从而假设 95%的训练用电比例和 5%的推理用电后，测算出 2026-2035 年北欧四国的 AIDC 用电将从 14.7TWh 上升为 60.2TWh，CAGR 为 15.2%；2026-2035 年欧盟 AIDC 用电将从 75TWh 上升为 185TWh，CAGR 为 9.5%。但若欧盟因地缘或技术路线演进等问题导致 AIDC 用电需求增长不及预期，欧盟未来最高负荷增长或将低于预期，从而导致欧盟对电化学储能等灵活电源需求量低于我们的预期。

下载日志已记录，仅供内部参考

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳、康琪，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。请注意，标*的人员并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作，华泰证券股份有限公司和其关联机构统称为“华泰证券”(华泰证券股份有限公司已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格) 。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供华泰证券及其客户和其关联机构使用。华泰证券不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于华泰证券认为可靠的、已公开的信息编制，但华泰证券对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，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波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰证券不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰证券对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

华泰证券（华泰证券（美国）有限公司除外）不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰证券力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰证券及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰证券不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰证券及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰证券可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰证券的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰证券违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为华泰证券所有。未经华泰证券书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人(无论整份或部分)等任何形式侵犯华泰证券版权。如征得华泰证券同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。华泰证券保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为华泰证券的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作,在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题,请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

下载日志已记录，仅供内部参考

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure

其他信息请参见下方 **“美国-重要监管披露”**。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波、李雅琳、康琪本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第 32C 条的规定分发其在华泰证券内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或与所分发的信息相关的事宜。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经 225 指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时 100 指数，德国市场基准为 DAX 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准
中性：预计行业股票指数基本与基准持平
减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15%以上
增持：预计股价超越基准 5%~15%
持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间
卖出：预计股价弱于基准 15%以上
暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策
无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

下载日志已记录，仅供内部参考

法律实体披露

中国：华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J

香港：华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：AOK809

美国：华泰证券（美国）有限公司为美国金融业监管局（FINRA）成员，具有在美国开展经纪交易商业务的资格，经营业务许可编号为：CRD#:298809/SEC#:8-70231

新加坡：华泰证券（新加坡）有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，并且是豁免财务顾问，经营许可证编号为：202233398E

华泰证券股份有限公司

南京
南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521
电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京
北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层/邮政编码：100032
电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275
电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳
深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017
电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062
电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海
上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120
电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068
电子邮件：ht-rd@htsc.com

华泰金融控股（香港）有限公司
香港中环皇后大道中 99 号中环中心 53 楼
电话：+852-3658-6000/传真：+852-2567-6123
电子邮件：research@htsc.com
http://www.htsc.com.hk

华泰证券（美国）有限公司
美国纽约公园大道 280 号 21 楼东（纽约 10017）
电话：+212-763-8160/传真：+917-725-9702
电子邮件: Huatai@htsc-us.com
http://www.htsc-us.com

华泰证券（新加坡）有限公司
滨海湾金融中心 1 号大厦, #08-02, 新加坡 018981
电话：+65 68603600
传真：+65 65091183
https://www.htsc.com.sg

©版权所有2026年华泰证券股份有限公司