



行业评级 推荐（维持）

报告日期 2026 年 06 月 02 日

短期有压，长期有光

——电力行业专题

相关研究

【兴证公用环保】公用环保周报：南方电网电力负荷连续四天创新高，新疆公布首批多用户绿电直连项目清单-2026.05.31

【兴证公用环保】公用环保周报：4 月全社会用电量同比+6.0%，规上工业火电及水电发电量同比+3.1%、+12.2%-2026.05.24

【兴证公用环保】公用环保周报：甘肃省第三轮新能源机制电价大幅提升，海南“十五五”规划新增海风 16.50GW-2026.05.17

分析师：蔡屹

S0190518030002
caiyi@xyzq.com.cn

分析师：李静云

S0190522120001
lijingyun@xyzq.com.cn

分析师：史一粟

S0190523110001
shiyisu@xyzq.com.cn

分析师：朱理显

S0190525010004
zhulixian@xyzq.com.cn

研究助理：满明昊

manminghao@xyzq.com.cn

研究助理：隋佳航

suijiahang@xyzq.com.cn

投资要点：

- **主题驱动电力板块上行，供需端、成本端因素致基本面短期承压。**政策驱动+AI 用电需求爆发，算电协同等新业态市场关注度提升，2026 年初至 5 月 29 日 SW 火电、SW 风电、SW 光伏涨幅分别为 41%、28%、14%，部分综合性电力公司亦凭借关键算力节点区域项目落地出现阶段性大幅上涨。但由于 2025 年电源侧集中投产，火电/风电/光伏累计装机容量分别同比+7%/+23%/+36%，尽管中电联预计 2026 年全社会用电量同比增加 5-6%，电力供需仍整体宽松，因此 2026 年各省年度长协电价出现明显降幅，2026 年 1-5 月各省电网代理购电价格亦同比下降 0.04 元/千瓦时，此外秦皇岛港 Q5500 动力煤价格由 2026 年初的 690 元/吨上涨 24%至 5 月 29 日的 855 元/吨，沿海省份火电长协电量点火价差承压。
- **展望未来，供需改善预期明显，用能终端清洁化和电气化大势所趋。**需求侧，用电增长驱动力从高耗能行业转向三产与居民用电量，2025 年度第三产业与居民用电量合计占比 34.5%，增量贡献度达 49.1%，其中我国充换电服务业以及信息传输、软件和信息技术服务业用电量增速分别达 48.8%、17.0%。据北极星软件网，2030 年我国新能源汽车总充电量有望达到 2025 年的约 3 倍、占全社会用电量的约 3%；据国家能源局，2030 年我国数据中心用电量有望达到 2025 年水平的约 4.7 倍、占比则有望达 6%，驱动用电量上行。同时火电集中投产潮有望结束，新能源机组亦在全面入市背景下装机降速，新增装机有望收缩至合理水平。故我国电量供需格局向好，为机组量价水平提供支撑。站在当前时点，我们建议关注多条主线：
 - **绿电：新业态拓展绿电消纳空间，当下部分低估值绿电运营商具备较高胜率和赔率。**当前部分绿电运营商估值水平已回调至历史底部区间，截至 2026 年 5 月 29 日龙源电力 H、新天绿色能源、京能清洁能源、福能股份 PB-MRQ 分别为 0.66、0.55、0.43、1.1 倍，但我们看到碳达峰目标大背景下全国性双碳考核评价办法以及各领域实施细则不断落地，电力领域绿色转型趋势明确。据国网能源研究院预测，“十五五”期间黑色金属/有色金属/化工/建材行业用电总增量约 2356 亿千瓦时；新兴产业中算力基础设施及可再生能源制氢总增量约 8050 亿千瓦时，根据国家发展改革委《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》对于重点用能行业绿电消费比例要求，我们假设 2030 年四大传统高耗能行业/算力基础设施/可再生能源制氢绿电消费比例分别为 34%/80%/100%，“十五五”期间重点行业绿电消费增量约 10131 亿千瓦时，假设风电与光伏装机比例 1:1，利用小时数分别为 2000、1120 小时，可支撑约 650GW 风光消纳，企业可通过绿电直连或购买绿电绿证满足绿电消费比例要求。
 - **火电：基本面改善在即，关注火绿联营成长空间及标的红利价值。**火电盈利阶段性承压，但随着供给侧装机放缓、需求侧持续增长，机组电量电价有望企稳；灵活性价值兑现亦有望为综合结算电价提供有力补充，2026Q1 华电国际、华能国际、大唐发电综合电价分别同比下降 0.013、0.027、0.022 元/千瓦时，优于市场预期。同时当前部分火电企业战略性转向绿电布局，为企业注入新的增长动能，依托火电与绿电存在协同效应，火绿联营整体项目盈利质量有望优于各电源独立运营。此外，报表端减值压力缓解、财务费用下行与资本开支收缩共同促进行业现金流的修复，同时央、国企市值管理考核持续深化，电力资产质量或可提高且长期保持，火电企业分红意愿与比例有望提升，彰显红利资产投资价值。

- **水电&核电：能源压舱石价值基础上，关注汛期水量及核电机制电价的逐步建立。**
水电方面，2026 年初至今长江三峡来水相较去年同期偏好，2026 年第一季度全国水电发电量同比+8.9%至 2424.6 亿千瓦时，且 4 月中旬以来全国水电旬度发电量同比增速均在双位数以上。据中国气象局，入汛以来全国平均降水量较常年同期偏多 18.6%，厄尔尼诺状态下关注主汛期流域来水带来的潜在增发电量。核电方面，在核电积极有序发展不变的基调下，尽管短期受市场化电量及电价扰动核电公司业绩有所波动，但政策端已逐步看到广东取消核电变动成本补偿机制、辽宁建立核电机制电价机制，有望大幅降低核电电价受市场化电价波动的影响，核电资产估值也有望走上重估轨道。
- 风险提示：政策不及预期、电量电价大幅下降、原材料价格上行、宏观经济风险等。

目录

一、“绿电直连”商业模式逐步打通，算电协同等主题驱动电力板块上行	5
二、2026 年基本面仍偏弱，电力长牛中的压力年	6
三、行业基本面改善预期明显，关注低估值绿电&高股息火电投资价值	11
（一）绿电：新业态拓展绿电消纳空间，当下部分低估值绿电运营商具备较高胜率和赔率	17
（二）火电：基本面改善在即，关注火绿联营成长空间及标的红利价值	23
（三）水电&核电：能源压舱石价值基础上，关注汛期水量及核电机制电价的逐步建立	29
四、投资建议	33
五、风险提示	34

图目录

图 1、2026 年初至 2026 年 5 月 29 日 SW 电力板块与市场指数走势	6
图 2、2026 年初至 2026 年 5 月 29 日各电力子板块走势	6
图 3、我国发电总装机容量情况	7
图 4、我国火电装机容量情况	7
图 5、2010-2025 年我国风光装机容量（GW）	8
图 6、2011-2025 年我国风光新增装机量（GW）	8
图 7、2010-2025 年我国全社会用电量情况	9
图 8、秦皇岛港、广州港 Q5500 动力煤价格（元/吨）	9
图 9、广东年度长协点火热价差测算（元/千瓦时）	10
图 10、江苏年度长协点火热价差测算（元/千瓦时）	10
图 11、全国发电设备平均利用小时（小时）	10
图 12、全国火电平均利用小时（小时）	10
图 13、全国风电平均利用小时（小时）	11
图 14、全国光伏平均利用小时（小时）	11
图 15、2019-2026 年各年第一季度火电行业归母净利润及增速	11
图 16、2019-2026 年各年第一季度绿电行业归母净利润及增速	11
图 17、我国用电量拆分及同比增速（亿度）	12
图 18、GDP 用电弹性系数变化	12
图 19、高耗能行业用电量维持低增速（亿度）	12
图 20、公共充电电量及同比增速（亿度）	13
图 21、信息传输、软件和信息技术服务业用电量及同比增速（亿度） ..	13
图 22、我国数据中心用电量保持较高增速（亿度）	13
图 23、能源局上调数据中心用电量预测（亿度）	13
图 24、新能源月度装机增量变化（万千瓦）	14
图 25、2024 年以后火电核准容量下降（万千瓦）	14
图 26、秦皇岛港动力煤市场价（Q5500，元/吨）	16
图 27、中国 LNG 到岸价（美元/百万英热）	16
图 28、江苏省月度集中交易电价（元/兆瓦时）	16
图 29、广东省月度长协电价（元/兆瓦时）	16
图 30、2024-2025 年各省非水消纳责任权重与电解铝绿电消费比例情况 ..	19
图 31、欧盟 CBAM 免费配额比例	

图 32、	欧盟碳配额价格	20
图 33、	各省系统运行费用（以 2026 年 4 月为例，元/度）	22
图 34、	我国绿证交易量情况	22
图 35、	我国绿证月度交易量与价格情况	22
图 36、	部分绿电运营商 PB-MRQ（截至 2026 年 5 月 29 日）	23
图 37、	华电国际上网电价变化（元/兆瓦时）	25
图 38、	大唐发电上网电价变化（元/兆瓦时）	25
图 39、	华能国际装机规模分拆（GW）	25
图 40、	华能国际利润总额分拆（亿元）	25
图 41、	2025 年我国三北地区风光结算电价（元/兆瓦时）	26
图 42、	SW 火电财务费用率稳步下行（亿元）	27
图 43、	SW 火电资产减值规模较 2022-2023 年水平下降（亿元）	27
图 44、	SW 火电自由现金流于 2025 年转正（亿元）	29
图 45、	多数火电公司 2025 年度分红比例提升	29
图 46、	三峡水库入库流量（立方米/秒）	30
图 47、	三峡水库出库流量（立方米/秒）	30
图 48、	旬度水电发电量（亿千瓦时）	30
图 49、	2026 年 4.22-5.23 全国降水实况图	31
图 50、	2026 年 4.22-5.23 全国降水距平百分率图	31
图 51、	中国核电 2025-2030 年在运核电装机容量预测	32
图 52、	中国广核 2025-2030 年在运核电装机容量预测	32
图 53、	中国核电归母净利润及增速	33
图 54、	中国广核归母净利润及增速	33

表目录

表 1、	国家层面绿电直连政策	5
表 2、	我国电量平衡测算表	14
表 3、	我国电力平衡测算表	15
表 4、	《碳达峰碳中和综合评价考核办法》核心内容梳理	18
表 5、	“十五五”重点行业用电量以及绿电消费增量预测（亿千瓦时）	20
表 6、	绿电供应模式梳理	21
表 7、	2026 年上半年电网代理购电价格整理	24
表 8、	部分火电企业已将发展重心向绿电倾斜	26
表 9、	华能国际火电机组资产减值梳理	28
表 10、	高股息火电标的梳理	29
表 11、	2012-2026 年《政府工作报告》中对于我国核电发展的政策表述	31
表 12、	估值表	34

一、“绿电直连”商业模式逐步打通，算电协同等主题驱动电力板块上行

绿电消费促进政策密集落地，“绿电直连”商业模式逐步打通，算电协同成为高关注度典型应用场景。自 2025 年 5 月国家发展改革委 650 号文确立绿电直连国家层面政策、2025 年 9 月国家发展改革委 1192 号文明确绿电直连项目电价机制后，2026 年 3 月政府工作报告首次将“算电协同”纳入国家级新基建工程，明确推动绿色电力与算力协同布局，优先在算力枢纽节点落地相关项目，同时国家数据局、能源局出台刚性考核指标，要求国家枢纽节点新建算力设施绿电占比不低于 80%，为绿电直连模式打开新落地场景。2026 年 5 月 20 日，国家发展改革委发布《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》，在单用户绿电直连基础上进一步拓展多用户直连模式，进一步扩大适用场景。

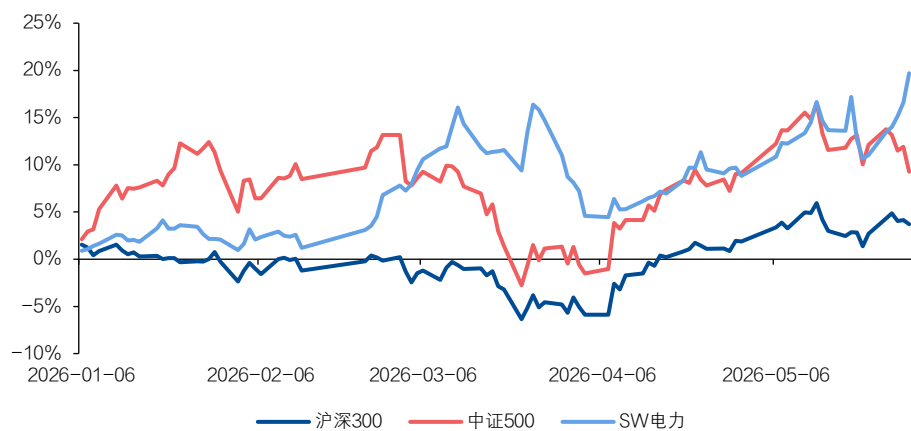
表1、国家层面绿电直连政策

文件名称	部门	发布时间	核心内容
《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》	国家发 改委、 国家 能源局	2025 年 5 月	1、新增负荷可配套建设新能源项目。存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连；有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索存量负荷绿电直连。支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连。 2、绿电直连项目原则上由负荷作为主责单位。包括民营企业在内的各类经营主体（不含电网企业）可投资绿电直连项目。项目电源可由负荷投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资，直连专线原则上应由负荷、电源主体投资。项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议。 3、并网型项目应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模。项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。上网电量占总可用发电量的比例上限由各省能源主管部门结合实际确定，一般不超过 20%。 4、并网型绿电直连项目应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升项目灵活性调节能力，尽可能减小系统调节压力。 5、按照负荷是否接入公共电网分为并网型和离网型两类。
《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》	国家发 改委、 国家 能源局	2025 年 9 月	1、输配电费。项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费。月度容（需）量电费计算方法为：容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费+所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730 小时×接入公共电网容量。其中，平均负荷率暂按所在省份 110 千伏及以上工商业两部制用户平均水平执行，由电网企业测算、经省级价格主管部门审核后公布。 2、系统运行费。项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡；暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益。 3、就近消纳项目平等参与电力市场。现货市场连续运行地区，项目上网电量交易和价格结算按照市场规则执行；现货市场未连续运行地区，原则上不向公共电网反向送电、不开展送电结算。项目新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。项目用电时，应当直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电，并按下网电量承担上网环节线损费用。
《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》	国家发 展改革 委、 国家能 源局	2026 年 5 月	1、多用户绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源发电不直接接入公共电网，通过专用线路和变电设施向多个用户供给绿电，实现供给电量清晰溯源和分配的模式 2、适用范围。新建负荷可配套建设新能源电源组成多用户绿电直连项目。存量负荷中，单用户绿电直连项目可吸纳其他新建负荷，同时配套扩建新能源电源组成多用户绿电直连项目 3、绿电溯源机制，并网型项目整体按照内部实际新能源发电量（含储能释放的项目新能源电量）扣减上网电量确定自发自用电量，形成项目整体绿电溯源结果。项目内部各用户可按照每个时段用电量占比确定自发自用电量，实现小时级新能源发电量匹配。

数据来源：国家发展改革委，兴业证券经济与金融研究院整理

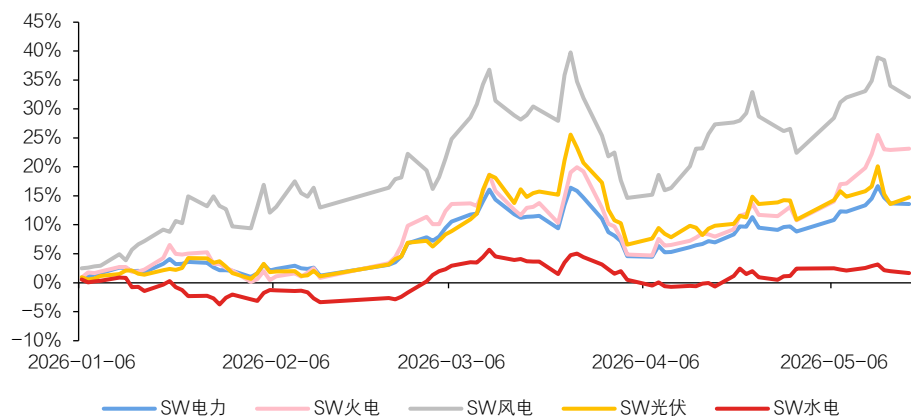
政策驱动+AI 用电需求爆发，电力“硬资产”关注度提升，2026 年以来电力板块表现较为强势。2026 年初至今（5 月 29 日）电力板块市场表现明显走强，期内 SW 电力指数上涨 20%，同期沪深 300、中证 500 涨幅分别为 4%、9%，具体到板块内各子行业，SW 火电、SW 风电、SW 光伏涨幅分别为 41%、28%、14%，风光运营商直接受益于“绿电直连”商业模式打通，部分火电+绿电综合公司亦凭借关键算力节点区域大基地项目落地出现阶段性大幅上涨；SW 水电板块则由于市场风险偏好原因期内涨幅仅为 5.7%。

图1、2026 年初至 2026 年 5 月 29 日 SW 电力板块与市场指数走势



数据来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图2、2026 年初至 2026 年 5 月 29 日各电力子板块走势



数据来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

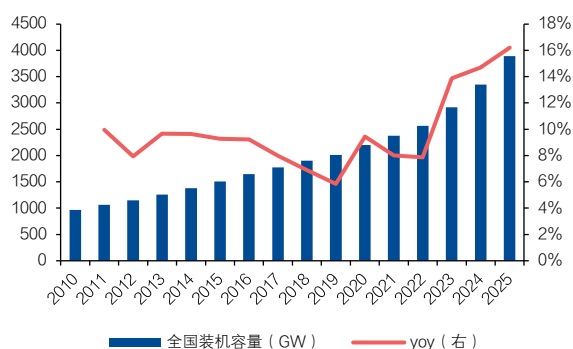
二、2026 年基本面仍偏弱，电力长牛中的压力年

尽管市场已提前反应 AI 拉动的电力需求增长以及绿电直连对绿电消纳和电价稳定性的增益，但电力行业由于其重资产特性以及电力交易模式限制，我们认为基

本面的反转尚未到来，2026 年整体基本面仍然承压，因此我们将其定义为“电力长牛中的压力年”，主要来源于 2025 年高火电及风光装机增量后电力供需宽松带来的年度长协电价下行以及利用小时压力，此外能源成本上行亦对已在年度长协中“锁定”的火电电量盈利产生影响：

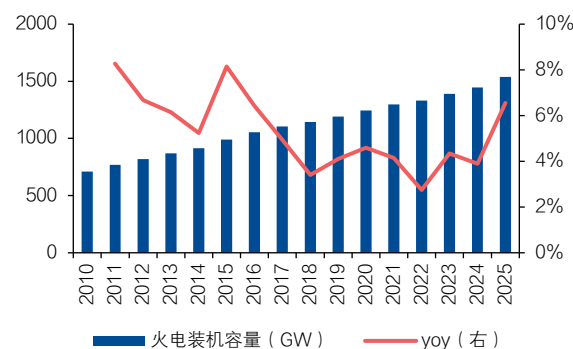
“十四五”为电源侧投资大年，总装机容量复合增速达到 12%。“十四五”期间的高装机增速可以认为是 2021 年全国整体供需偏紧后火电审批投资提速+双碳转型下绿电高增的共同结果，2023-2025 年全国总装机容量增速分别达到 14%、15%、16%，其中火电装机容量由 2022 年的 1332GW 增长至 2025 年的 1539GW，年均复合增速为 5%，2022-2023 年审批投资的较大规模火电项目于 2025-2026 年集中落地；风电、光伏装机容量则由 2023 年的 441、609GW 增长至 2025 年末的 640、1202GW，年均复合增速分别达到 20%、40%，绿电机制电量政策以 2025 年 5 月 31 日作为新老项目划分点刺激部分项目加速建设，2025 年内风光总装机容量达到 434GW。

图3、我国发电总装机容量情况

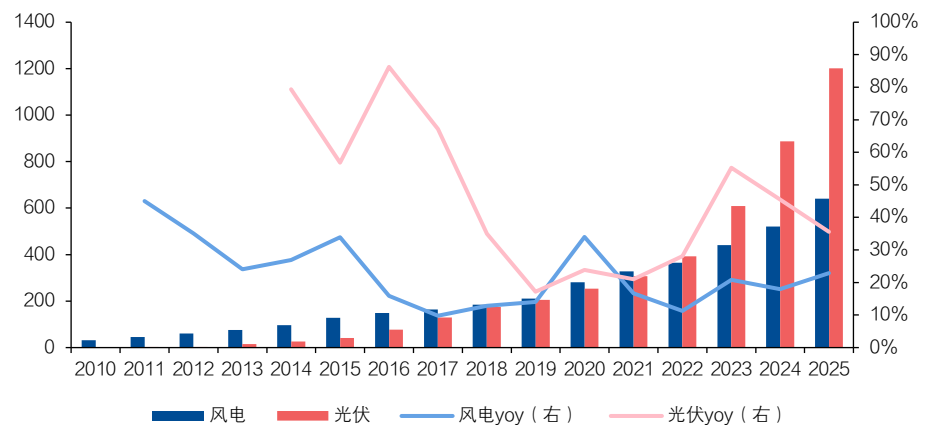


数据来源：中国电力知库，兴业证券经济与金融研究院整理

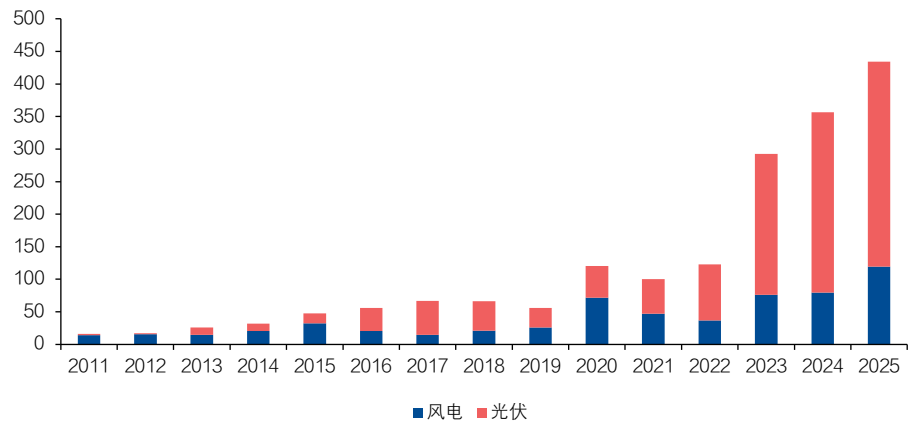
图4、我国火电装机容量情况



数据来源：中国电力知库，兴业证券经济与金融研究院整理

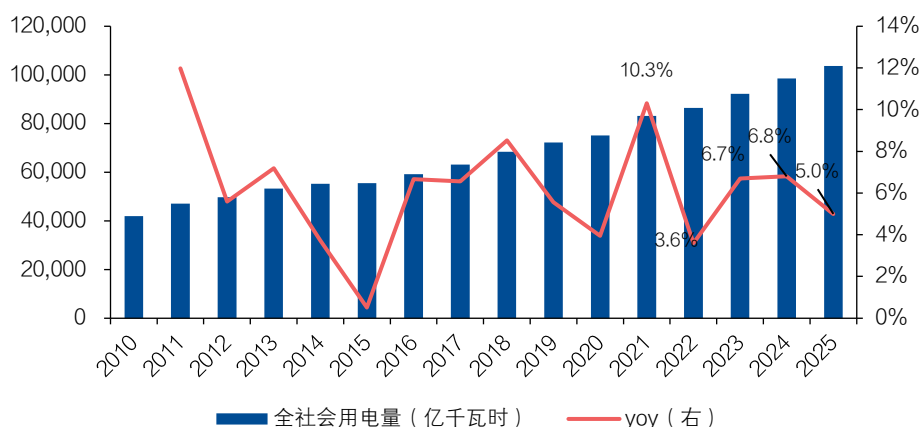
图5、2010-2025 年我国风光装机容量（GW）

数据来源：中国电力知库，兴业证券经济与金融研究院整理

图6、2011-2025 年我国风光新增装机量（GW）

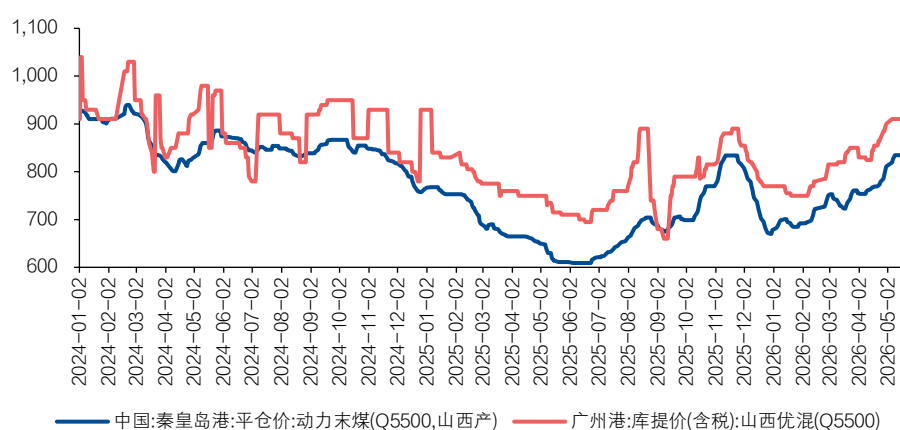
数据来源：中国电力知库，兴业证券经济与金融研究院整理

充换电、数据服务等新业态拉动用电需求，2025 年全社会用电量同比+5.0%，中电联预计 2026 年同比增加 5-6%。2025 全社会用电量同比提升 5.0%至 103682 亿千瓦时，其中第三产业、城乡居民用电量增速达到 8.2%、6.3%，充换电服务业以及信息传输、软件和信息技术服务业用电量增速分别达到 48.8%、17.0%，是拉动第三产业用电量增长的重要因素，“十四五”期间全社会用电量复合增速达到 6.7%，较“十三五”提升 0.5pct。步入 2026 年，1-4 月全社会用电量同比+5.4%至 33345 亿千瓦时，其中充换电服务、互联网数据服务用电量分别为 513、312 亿千瓦时，同比+56%、+44%。

图7、2010-2025 年我国全社会用电量情况

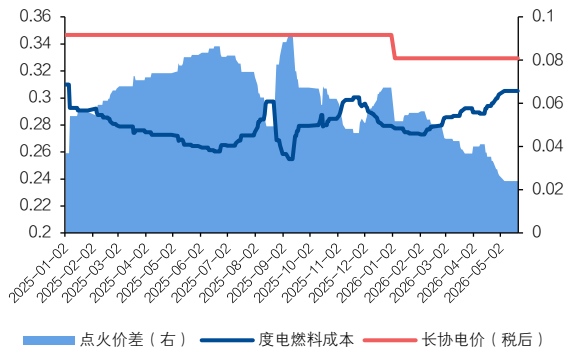
数据来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

2026 年度长协电价走弱，煤价上行压制火电盈利。尽管全社会用电量维持较为稳健增速，充换电、互联网数据服务等业态拉动作用逐步显现，但电源供给增量较高，叠加 2025 年内秦皇岛港 Q5500 动力煤价格同比下滑 18%，2026 年各省年度长协电价出现明显降幅，其中广东、江苏年度交易成交均价分别为 0.372、0.344 元/千瓦时，同比-0.02、-0.07 元/千瓦时。2026 以来，受国际地缘冲突等因素影响，我国各港口煤价呈上行走势，秦皇岛港 Q5500 动力煤价格由 2026 年初的 690 元/吨上涨至 5 月 29 日的 855 元/吨，涨幅达到 24%，沿海省份火电长协电量点火价差承压。

图8、秦皇岛港、广州港 Q5500 动力煤价格（元/吨）

数据来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

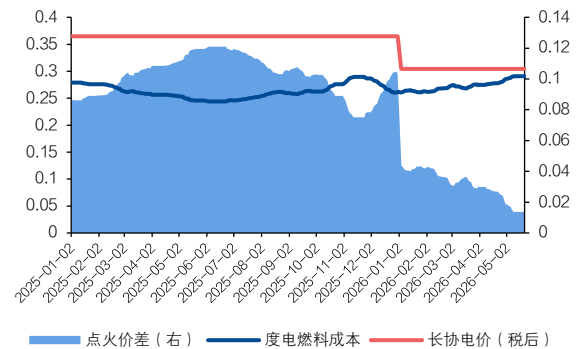
图9、广东年度长协点火热价差测算（元/千瓦时）



数据来源：wind，北极星电力网，兴业证券经济与金融研究院整理

注：度电燃料成本按 50%长协+50%现货价格计算

图10、江苏年度长协点火热价差测算（元/千瓦时）

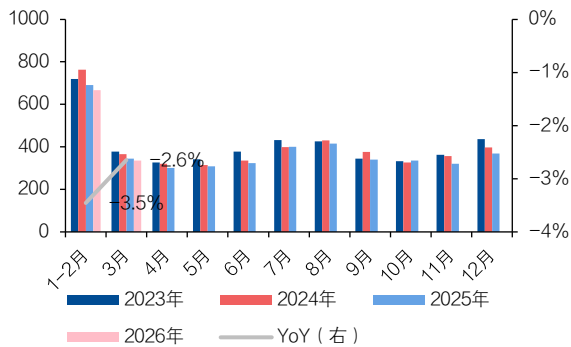


数据来源：wind，北极星电力网，兴业证券经济与金融研究院整理

注：度电燃料成本按 50%长协+50%现货价格计算

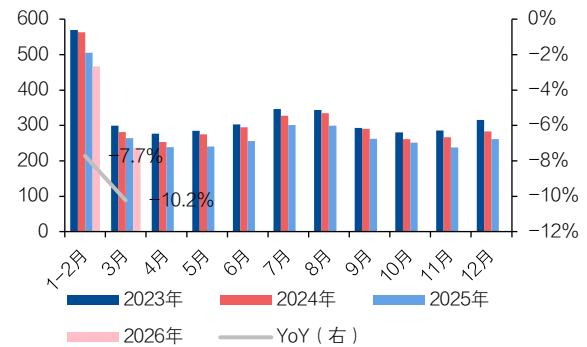
2026 年一季度各省月度电价仍然偏弱，且高装机增速影响机组利用小时。2026 年 1-3 月各省电网代理购电价格平均同比下降 0.04、0.03、0.04 元/千瓦时，整体电价仍然偏弱；此外发电设备利用小时数仍呈下行趋势，26Q1 全国火电/风电/光伏平均利用小时分别同比-33/-101/-30 小时。对于火电企业，受电厂采购节奏影响成本端仍呈修复趋势，火电行业 26Q1 整体归母净利润同比+3.8%；绿电企业由于成本相对固定，26Q1 行业整体归母净利润同比-34.0%。

图11、全国发电设备平均利用小时（小时）



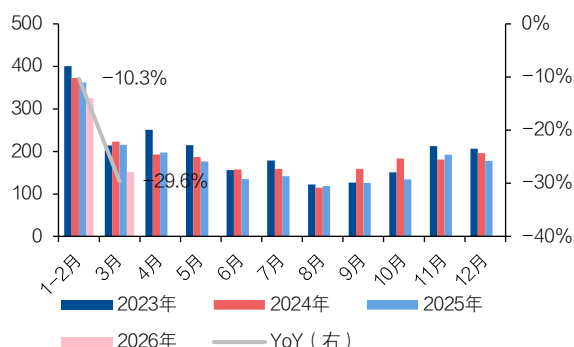
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图12、全国火电平均利用小时（小时）



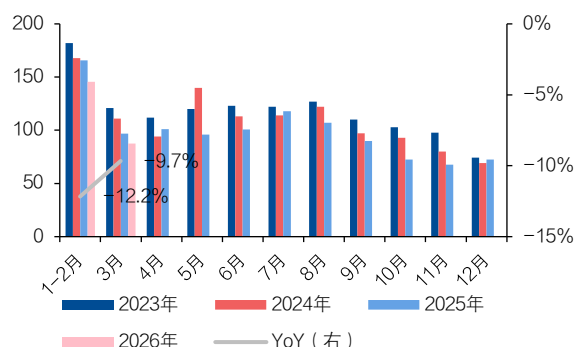
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图13、全国风电平均利用小时（小时）



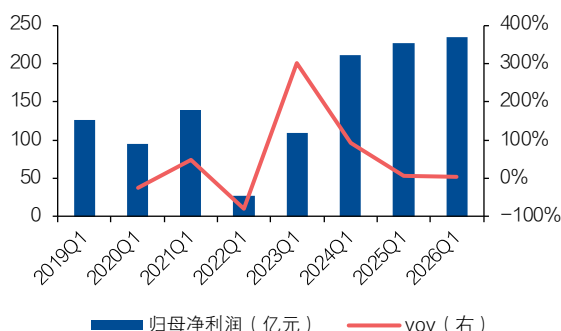
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图14、全国光伏平均利用小时（小时）



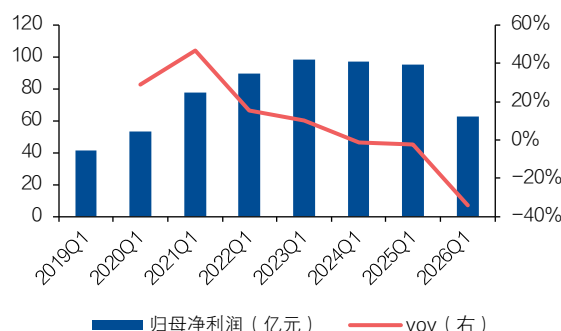
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图15、2019-2026 年各年第一季度火电行业归母净利润及增速



数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图16、2019-2026 年各年第一季度绿电行业归母净利润及增速



数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

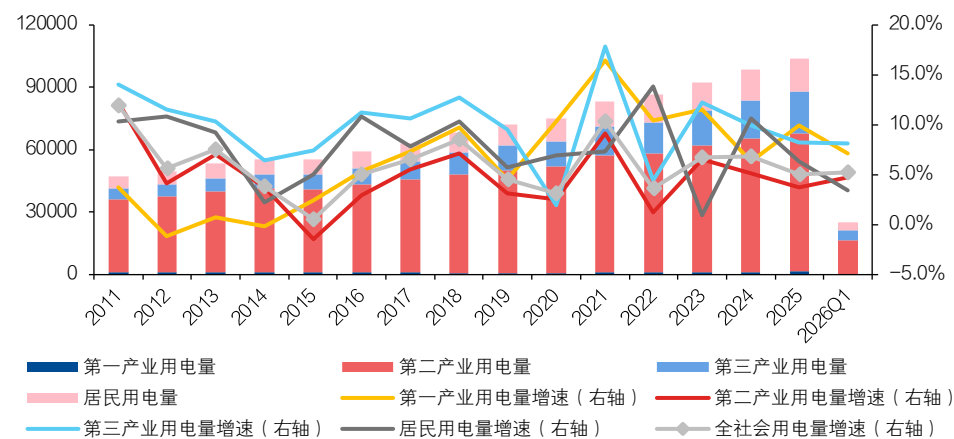
三、行业基本面改善预期明显，关注低估值绿电&高股息火电投资价值

站在当前时点，当前电力行业已迎来多重改善预期，我们判断后续电量供需格局有望改善，为电量能量价格提供支撑。

- **需求侧**，当前用电增长驱动力呈现从高耗能行业向三产与居民用电量的切换。2025 年全年社会用电总量 10.37 万亿度，增速同比回落 1.8pct 至 5.0%，低于“十四五”年均增速 1.7pct，GDP 用电弹性系数回落至 1.0。从结构来看，期内第一产业/第二产业/第三产业/居民用电量同比增速为 +9.9%/+3.7%/+8.2%/+6.3%，第二产业用电量增量贡献度降至 48.3%。其中，第二产业用电量占总用电量的 64.0%，增量贡献度仅为 48.3%，主要为传统高耗能行业“高体量、低增速”拖累，期内四大高耗能行业用电量为 25468 亿度，同比+2.4%，尽管用电量规模占总体用电量的 24.56%，但增量贡献度

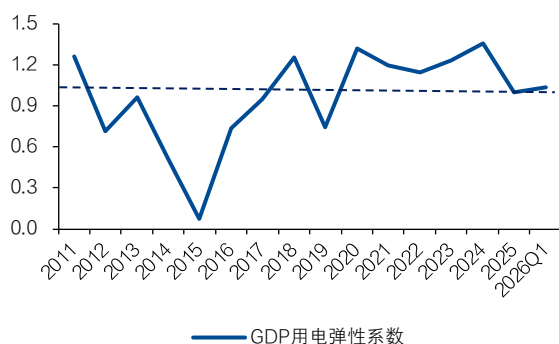
仅 11.7%；同期第三产业与居民用电量合计占比 34.5%，但增量贡献度达 49.1%。

图17、我国用电量拆分及同比增速（亿度）



数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

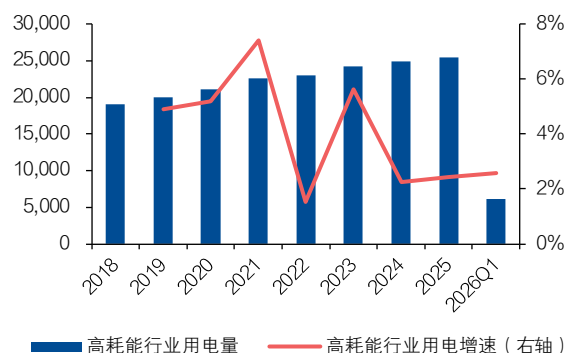
图18、GDP 用电弹性系数变化



数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注：GDP 用电弹性系数=用电量同比增速/GDP 不变价同比增速。

图19、高耗能行业用电量维持低增速（亿度）



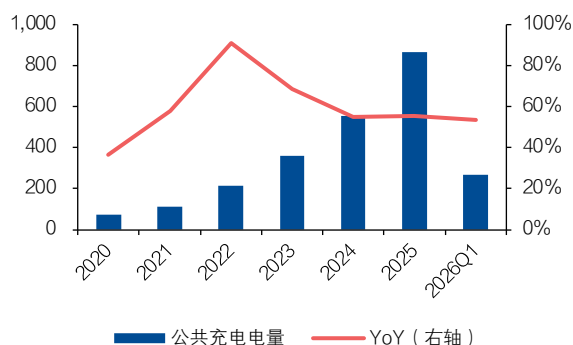
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注：四大高耗能制造业包括化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼行业。

新能源汽车与数据中心用电量高速增长，后续有望对用电量形成拉动。2025年，我国充换电服务业以及信息传输、软件和信息技术服务业用电量增速分别达 48.8%、17.0%；2026Q1 两行业用电量持续高增，充换电服务业用电量达 376 亿千瓦时，同比+53.8%，增速同比+13.1pct；信息传输、软件和信息技术服务业用电量达 5023 亿千瓦时，同比+18.5%，增速同比+5.8pct，其中互联网数据服务业用电量达 229 亿千瓦时，同比+44.0%。“十五五”期间两行业有望持续高速增长，对用电量的拉动将进一步凸显。据北极星电力软件网，2030 年我国新能源汽车总充电量有望达到 3839 亿千瓦时，约为 2025 年水平的 3 倍，约占全社会用电量的 3%；另据国家能源局，2030 年我国算力中心用电量预计达到 8000 亿千瓦时（2025 年为 1700 亿千瓦时），约占全

社会用电量的 6%，此前信通院预计 2030 年数据中心在中/高情景下用电量
 仅约 4210/7403 亿千瓦时。

图20、公共充电电量及同比增速（亿度）



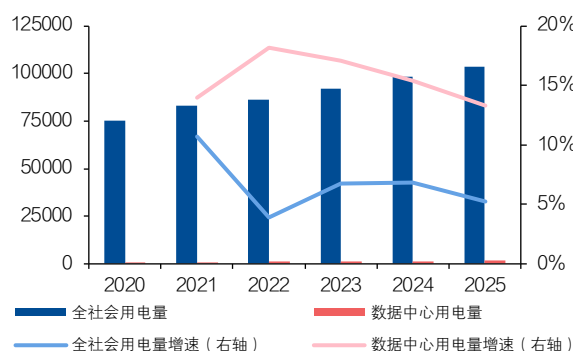
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图21、信息传输、软件和信息技术服务业用电量及同比增速（亿度）



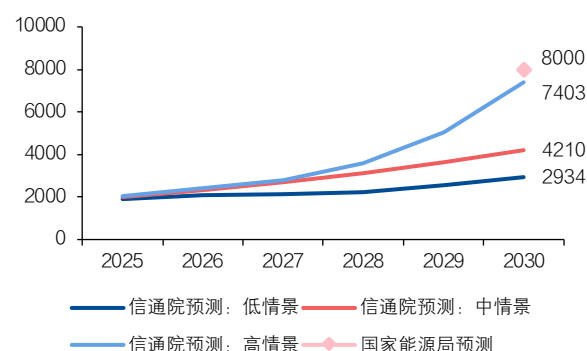
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图22、我国数据中心用电量保持较高增速（亿度）



数据来源：国家能源局，中国信息通信研究院，中国电力知库，兴业证券经济与金融研究院整理

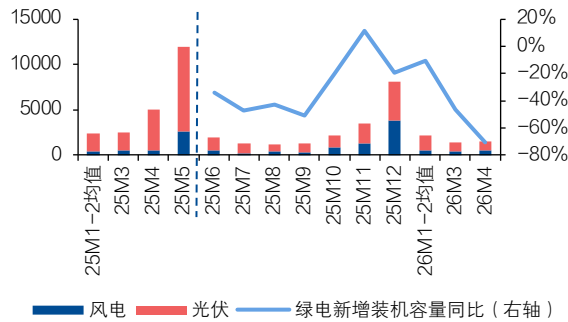
图23、能源局上调数据中心用电量预测（亿度）



数据来源：国家能源局，中国信息通信研究院，兴业证券经济与金融研究院整理

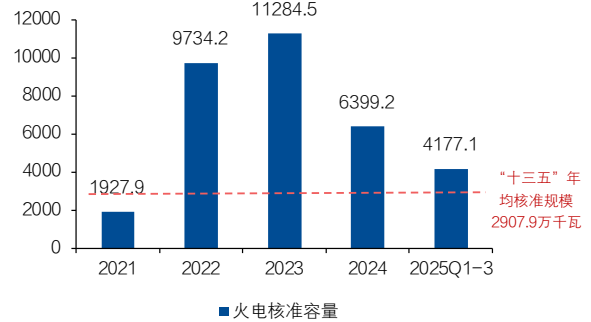
- **供给侧，新增装机降速，“十五五”电量供需格局有望改善。**2025 年我国风光发电量同比增加 4648 亿千瓦时，覆盖同期全社会用电增量的绝大部分，同期火电集中投产，如江苏、安徽、浙江三省分别预计于 2025-2026 年投产煤电机组约 17.4GW、14.9GW 和 13.3GW，我国电量供给阶段性宽松。但供给侧增量已呈现降速信号：一方面新能源全面入市后机组装机增速下滑，尤以光伏为例，2026 年前 4 月全国光伏发电新增装机 50.91GW，同比下降 51.48%；另一方面火电投产高峰有望于年内收尾，据北极星电力网不完全统计，2023-2025 年期间我国分别开工火电项目 99/57/29 个、同期投产 29/72/98 个。供给侧新增装机降速叠加需求侧用电量持续增长，我们测算 2027 年起我国火电平均利用小时数降幅收窄，电量供需格局迎来改善。

图24、新能源月度装机增量变化（万千瓦）



数据来源：中国电力知库，国家能源局，兴业证券经济与金融研究院整理

图25、2024年以后火电核准容量下降（万千瓦）



数据来源：绿色和平《迈向“十五五”：中国电力低碳转型新常态与新机遇》，兴业证券经济与金融研究院整理

表2、我国电量平衡测算表

	2021A	2022A	2023A	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
总装机量（万千瓦）	237692	256405	291960	334857	389128	424868	457863	490490	523232	555849
总发电量（亿度）	83768	86941	92887	99128	104165	108866	113765	118884	124234	129824
全社会用电量（亿度）	83128	86372	92241	98521	103682	108866	113765	118884	124234	129824
yoy（%）	10.68%	3.90%	6.80%	6.81%	5.00%	5.00%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%
火电发电量（亿度）	56463	57307	61019	62069	61719	60495	60551	60871	61519	62410
yoy（%）	9.12%	1.49%	6.48%	1.72%	-0.56%	-1.98%	0.09%	0.53%	1.06%	1.45%
占总发电量比重（%）	67.40%	65.91%	65.69%	62.62%	59.25%	55.57%	53.22%	51.20%	49.52%	48.07%
火电装机量（万千瓦）	129678	133239	139032	144445	153904	160904	164904	168904	172904	176904
yoy（绝对值，万千瓦）	5161	3561	5793	5413	9459	7000	4000	4000	4000	4000
占总装机量比重（%）	54.56%	51.96%	47.62%	43.14%	39.55%	37.87%	36.02%	34.44%	33.05%	31.83%
火电利用小时数测算（小时）	4442	4359	4482	4379	4137	3843	3717	3647	3600	3568
水电发电量（亿度）	13401	13550	12836	14239	14635	14976	15071	15166	15261	15356
yoy（%）	-1.11%	1.11%	-5.27%	10.93%	2.78%	2.33%	0.63%	0.63%	0.63%	0.62%
占总发电量比重（%）	16.00%	15.59%	13.82%	14.36%	14.05%	13.76%	13.25%	12.76%	12.28%	11.83%
水电装机量（万千瓦）	39092	41350	42154	43595	44802	45802	46802	47802	48802	49802
yoy（绝对值，万千瓦）	2076	2258	804	1441	1207	1000	1000	1000	1000	1000
其中：抽水蓄能	3639	4579	5094	5869	6594	7694	8794	9894	10994	12094
yoy（绝对值，万千瓦）	490	940	515	775	725	1100	1100	1100	1100	1100
占总装机量比重（%）	16.45%	16.13%	14.44%	13.02%	11.51%	10.78%	10.22%	9.75%	9.33%	8.96%
水电利用小时数测算（小时）	3522	3369	3074	3321	3311	3306	3255	3206	3159	3115
其中：常规水电						3700	3700	3700	3700	3700
抽水蓄能						1200	1200	1200	1200	1200
核电发电量（亿度）	4075	4178	4341	4469	4814	5096	5764	6388	6915	7439
yoy（%）	11.28%	2.53%	3.90%	2.96%	7.70%	5.86%	13.11%	10.83%	8.25%	7.57%
占总发电量比重（%）	4.86%	4.81%	4.67%	4.51%	4.62%	4.68%	5.07%	5.37%	5.57%	5.73%
核电装机量（万千瓦）	5326	5553	5691	6083	6248	6988	7983	8610	9352	9969
yoy（绝对值，万千瓦）	337	227	138	392	165	740	995	626	742	618
占总装机量比重（%）	2.24%	2.17%	1.95%	1.82%	1.61%	1.64%	1.74%	1.76%	1.79%	1.79%
核电利用小时数测算（小时）	7901	7681	7721	7592	7808	7700	7700	7700	7700	7700
风电发电量（亿度）	6556	7624	8858	9968	11274	14000	16400	18800	21200	23600
yoy（%）	40.54%	16.29%	16.19%	12.53%	13.10%	24.18%	17.14%	14.63%	12.77%	11.32%
占总发电量比重（%）	7.83%	8.77%	9.54%	10.06%	10.82%	12.86%	14.42%	15.81%	17.06%	18.18%
风电装机量（万千瓦）	32848	36544	44134	52068	64001	76001	88001	100001	112001	124001
yoy（绝对值，万千瓦）	4695	3696	7590	7934	11933	12000	12000	12000	12000	12000
占总装机量比重（%）	13.82%	14.25%	15.12%	15.55%	16.45%	17.89%	19.22%	20.39%	21.41%	22.31%
风电利用小时数测算（小时）	2149	2197	2196	2072	1943	2000	2000	2000	2000	2000
光伏发电量（亿度）	3270	4276	5833	8383	11724	14299	15979	17659	19339	21019
yoy（%）	25.24%	30.76%	36.41%	43.71%	39.86%	21.96%	11.75%	10.51%	9.51%	8.69%
占总发电量比重（%）	3.90%	4.92%	6.28%	8.46%	11.26%	13.13%	14.05%	14.85%	15.57%	16.19%
光伏装机量（万千瓦）	30656	39261	60949	88666	120173	135173	150173	165173	180173	195173
yoy（绝对值，万千瓦）	5313	8605	21688	27717	31507	15000	15000	15000	15000	15000
占总装机量比重（%）	12.90%	15.31%	20.88%	26.48%	30.88%	31.82%	32.80%	33.68%	34.43%	35.11%
光伏利用小时数测算（小时）	1168	1223	1164	1121	1123	1120	1120	1120	1120	1120

数据来源：中国电力知库，兴业证券经济与金融研究院测算

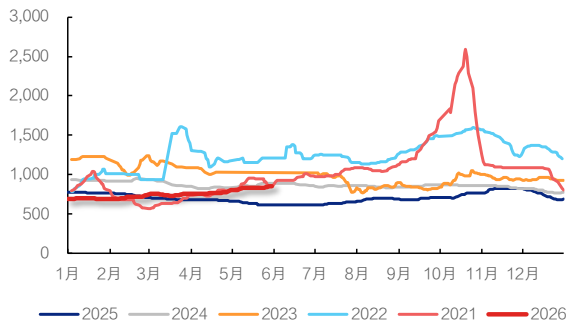
注：为统一口径，此处利用小时为测算值，为“当年发电量/[(去年年末装机容量+当年年末装机容量)/2]”，与实际披露数据略有差别。

表3、我国电力平衡测算表

	2023A	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全国最高负荷	13.70	14.50	15.10	15.93	16.73	17.56	18.44	19.36
yoy (%)	6.2%	5.8%	4.1%	5.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
系统备用率	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
其中：负荷备用	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
事故备用	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
检修备用	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
备用容量：最高负荷*系统备用率	2.74	2.90	3.02	3.19	3.35	3.51	3.69	3.87
顶峰容量需求：最高负荷+备用容量	16.44	17.40	18.12	19.12	20.07	21.08	22.13	23.24
火电容量	13.90	14.44	15.39	16.09	16.49	16.89	17.29	17.69
yoy (绝对值)	0.58	0.54	0.95	0.70	0.40	0.40	0.40	0.40
火电受阻系数	10%	10%	10%	5%	5%	5%	5%	5%
火电有效容量	12.51	13.00	13.85	15.29	15.67	16.05	16.43	16.81
水电容量	4.22	4.36	4.48	4.58	4.68	4.78	4.88	4.98
其中：常规水电	3.71	3.77	3.82	3.81	3.80	3.79	3.78	3.77
yoy (绝对值)	0.03	0.07	0.05	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
抽蓄	0.51	0.59	0.66	0.77	0.88	0.99	1.10	1.21
yoy (绝对值)	0.05	0.08	0.07	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
常规水电受阻系数	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
抽蓄受阻系数	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
水电有效容量 (常规+抽蓄)	3.84	3.98	4.10	4.20	4.30	4.40	4.50	4.60
核电容量	0.57	0.61	0.62	0.70	0.80	0.86	0.94	1.00
yoy (绝对值)	0.01	0.04	0.02	0.07	0.10	0.06	0.07	0.06
核电受阻系数	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
核电有效容量	0.57	0.61	0.62	0.70	0.80	0.86	0.94	1.00
风电容量	4.41	5.21	6.40	7.60	8.80	10.00	11.20	12.40
yoy (绝对值)	0.76	0.79	1.19	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
风电受阻系数	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
风电有效容量	0.22	0.26	0.32	0.38	0.44	0.50	0.56	0.62
光伏容量	6.09	8.87	12.02	13.52	15.02	16.52	18.02	19.52
yoy (绝对值)	2.17	2.77	3.15	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
光伏受阻系数	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
光伏有效容量	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
顶峰容量供给：各电源有效容量加总	17.15	17.85	18.89	20.56	21.20	21.81	22.42	23.03
顶峰容量缺口：供给-需求	0.71	0.45	0.77	1.45	1.13	0.73	0.29	-0.21

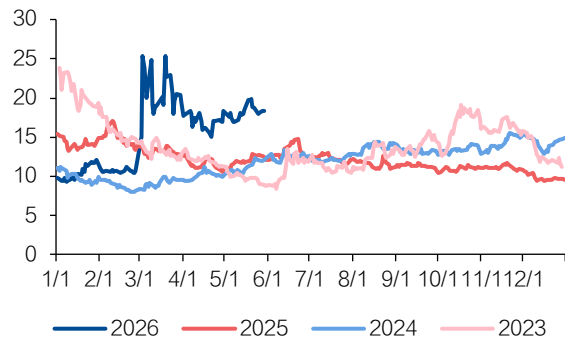
数据来源：《电力系统技术导则（GB/T 38969-2020）》，辛保安等《碳中和目标下考虑供电安全约束的我国煤电退减路径研究》，中电联，中国电力智库，北极星火力发电网，兴业证券经济与金融研究院测算

- 短期来看，能源价格中枢上移，火电企业燃料成本抬升。中东地缘冲突扰动能源供给，我国 LNG 成本随之上行，截至 2026 年 5 月 29 日，我国 LNG 到岸价达 18.33 美元/百万英热，同比+47.20%、较年初+86.14%，且在地缘冲突未解决前或维持高位震荡；同时，煤价亦呈上行趋势，同日秦皇岛动力煤（Q5500）市场价达 855 元/吨，同比+235 元/吨、较年初+165 元/吨。当前国际地缘政治扰动持续，叠加厄尔尼诺现象或将导致今夏平均气温偏高，电煤价格易涨难跌。以供电煤耗 300 克/度计，测算电厂煤炭采购均价每提升 100 元/吨（Q5500，含税），对应度电燃料成本将提高 0.034 元/度。

图26、秦皇岛港动力煤市场价（Q5500，元/吨）

数据来源：Wind，百川盈孚，兴业证券经济与金融研究院整理

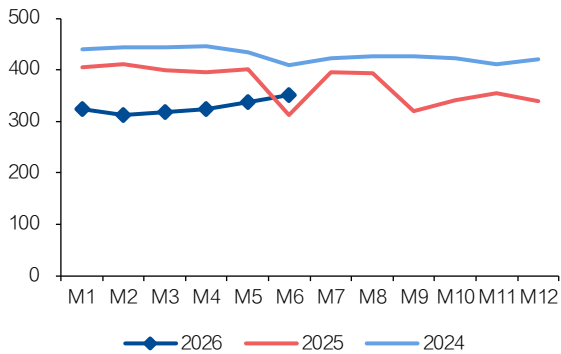
备注：数据截至 2026 年 5 月 29 日

图27、中国 LNG 到岸价（美元/百万英热）

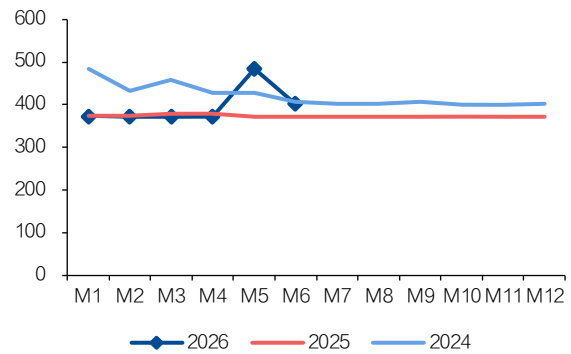
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注：数据截至 2026 年 5 月 29 日

当前能源价格上行压力已向电价端传导。受国际气价高企、国内煤价上行及西南水电出力偏弱等多重因素叠加，东南地区如广东、江苏等用电需求强劲且煤价敏感省份月度电价止跌转升。2026 年 5-6 月，广东省月度综合电价分别达 483.43、401.34 元/兆瓦时，较年度长协电价 372.14 元/兆瓦时明显上行；6 月江苏省月度集中交易电价亦达 350.9 元/兆瓦时，环比+12.84 元/兆瓦时、同比+38.11 元/兆瓦时。此外，东南部地区现货电价亦稳中偏强运行。

图28、江苏省月度集中交易电价（元/兆瓦时）

数据来源：江苏省电力交易中心，国能江苏能源销售之声公众号，大唐江苏售电有限公司公众号，华能江苏综合能源公司公众号，光伏们，兴业证券经济与金融研究院整理

图29、广东省月度长协电价（元/兆瓦时）

数据来源：广东省电力交易中心，兴业证券经济与金融研究院整理

（一）绿电：新业态拓展绿电消纳空间，当下部分低估值绿电运营商具备较高胜率和赔率

在 3 月初发布的专题报告《绿电专题三：如何理解当下基本面压力与预期差，重视低估值绿电运营商》中我们已经深入分析绿电运营商补贴回款、容量电价政策改善消纳空间以及环境价值释放等边际改善因素，3 月以来我们看到在 2030 年碳达峰目标的大背景下全国性双碳考核评价办法发布以及各领域实施细则不断落地，电力领域绿色转型趋势明确，高耗能行业绿电消费比例要求有望提升绿电消纳空间以及释放绿色价值，绿电直连亦成为打通绿电就近消纳的重要模式。

双碳考核落实到各省级政府，设置碳排放总量、碳排放强度降低等 5 项“一票否决”指标。2026 年是“十五五”碳达峰决胜期的开局之年，也是我国从“能耗双控”转向“碳排放双控”的第一年，政府工作报告明确提出单位 GDP 二氧化碳排放“十五五”期间累计降低 17%（“十四五”累计下降约 12%）。2026 年 4 月中共中央办公厅、国务院办公厅正式印发《碳达峰碳中和综合评价考核办法》，自 2026 年度起对各省（自治区、直辖市）党委和政府落实碳达峰碳中和目标任务的进展情况进行评价考核，考核结果直接与地方政绩、干部任免挂钩，其中设置 5 项控制指标（碳排放总量、碳排放强度降低、煤炭消费总量、石油消费总量、非化石能源消费占比），1 项及以上控制指标不达标即评定为“不合格”。

表4、《碳达峰碳中和综合评价考核办法》核心内容梳理

章节	核心内容
总则	1、适用于自 2026 年度起对各省（自治区、直辖市）党委和政府落实碳达峰碳中和目标任务，加快经济社会发展全面绿色转型进展情况的评价考核。 2、党中央集中统一领导下，评价考核工作由中央组织部统筹指导，由国家发展改革委同有关部门实施。 3、评价考核实行党政同责、一岗双责。
评价考核内容	1、控制指标包括碳排放总量、碳排放强度降低、煤炭消费总量、石油消费总量、非化石能源消费占比等指标。 2、支撑指标包括节能、工业、城乡建设、交通运输、公共机构、碳排放权交易等领域具有代表性且对碳达峰碳中和具有支撑作用的指标。 3、确保实现 2030 年碳排放强度比 2005 年降低 65%以上、2030 年非化石能源消费占比达到 25%等目标， 实现煤炭消费总量和石油消费总量达峰，合理控制煤电装机规模和发电量，力争年度新增清洁能源电量逐步覆盖全社会新增用电量。
评价考核程序	1、各省（自治区、直辖市）党委和政府应当制定省级碳达峰行动方案，按照国家层面目标确定本地区各项指标的五年目标和分年度目标，并提出相应任务举措。 2、各省（自治区、直辖市）党委和政府对本地区年度碳达峰碳中和工作开展自评，并按时将自评报告报党中央、国务院，抄送国家发展改革委等评价考核负责部门。 3、国家发展改革委同有关部门采取实地抽查、委托第三方核查等方式，对有关省（自治区、直辖市）工作进展、任务落实、目标完成以及数据真实性等情况进行实地核验。 4、 控制指标和支撑指标全部达标的省（自治区、直辖市），评价考核结果为“优秀”；1 项及以上控制指标不达标或者 3 项及以上支撑指标不达标的省（自治区、直辖市），评价考核结果为“不合格”；其余为“合格”。
评价考核结果运用	1、根据评价考核结果对有关省（自治区、直辖市）进行约谈、通报提醒、通报表扬。 2、评价考核结果为“不合格”的，由中央组织部、国家发展改革委督促有关省（自治区、直辖市）党委和政府接到结果反馈后 30 个工作日内，向党中央、国务院作出书面报告，提出整改措施，明确完成时限。逾期整改不到位的，视情由中央组织部、国家发展改革委同有关部门约谈该省（自治区、直辖市）党委和政府。 3、评价考核结果为“合格”但部分指标不达标的，由有关指标评价考核负责部门在一定范围内进行通报提醒。 4、 评价考核结果作为省（自治区、直辖市）党委和政府领导班子和有关领导干部综合考核评价、选拔任用、监督管理的重要参考。
评价考核实施	1、评价考核主要依据国家统计数据，统计数据缺失或者时效性暂不能满足评价考核需要的，可以采用全国碳市场数据和有关部门统计、调查、监测、核算数据。国家统计局以及其他掌握数据的部门应当及时向有关指标评价考核负责部门提供评价考核所需数据。 2、国家发展改革委、国家统计局、国家能源局应当建立重要数据动态监测预警制度，定期监测全国以及各省（自治区、直辖市）碳排放量、煤炭消费量、石油消费量、新增用电量、新增清洁能源电力消费量等指标，视情对有关省（自治区、直辖市）进行提醒预警。 3、各省（自治区、直辖市）应当结合评价考核工作， 统筹碳达峰碳中和、经济社会发展和能源安全保供，科学合理分解并压实减排责任，确保能耗双控向碳排放双控全面转型平稳接续，稳妥有序降低传统行业碳排放，坚决遏制“两高”项目盲目上马。坚持有效市场和有为政府相结合，积极发挥碳市场等各类市场化减排机制的作用。

数据来源：中国政府网，兴业证券经济与金融研究院整理

各省可再生能源消纳责任权重逐步提升，设置高耗能行业绿电消费比例要求。2025 年 3 月国家发展改革委《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》提出加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，到 2030 年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平。从具体细节上来看，2025 年我国各省可再生能源消纳责任权重中，要求国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例不低于 80%，电解铝、钢铁、水泥、多晶硅行业消费比例则根据各省资源情况有所差异。

图30、2024-2025 年各省非水消纳责任权重与电解铝绿电消费比例情况

	2024年非水 可再生能源消 纳责任权重	2025年非水 可再生能源消 纳责任权重	非水电消纳责 任权重同比变 化 (pct)	2025 年电解 铝行业绿色电 力消费比例	2025 年钢铁 行业绿色电力 消费比例	2025 年多晶 硅行业绿色电 力消费比例	2025 年水泥 行业绿色电力 消费比例
北京	23.8%	28.9%	5.1	30.60%	30.60%	30.60%	30.60%
天津	22.2%	28.9%	6.7	29.70%	29.70%	29.70%	29.70%
河北	23.7%	27.9%	4.2	29.20%	29.20%	29.20%	29.20%
山西	26.5%	28.1%	1.6	29.40%	29.40%	29.40%	29.40%
山东	19.5%	25.6%	6.1	26.20%	26.20%	26.20%	26.20%
内蒙古	27.0%	30.0%	3.0	30.70%	30.70%	30.70%	30.70%
辽宁	21.0%	25.1%	4.1	28.40%	28.40%	28.40%	28.40%
吉林	30.0%	30.0%	0.0	39.00%	39.00%	39.00%	39.00%
黑龙江	30.0%	30.0%	0.0	38.60%	38.60%	38.60%	38.60%
上海	8.0%	10.7%	2.7	33.10%	33.10%	33.10%	33.10%
江苏	16.1%	20.2%	4.1	27.50%	27.50%	27.50%	27.50%
浙江	12.3%	15.1%	2.8	26.10%	26.10%	26.10%	26.10%
安徽	20.3%	24.3%	4.0	26.50%	26.50%	26.50%	26.50%
福建	11.5%	14.5%	3.0	25.20%	25.20%	25.20%	25.20%
江西	18.0%	22.4%	4.4	33.90%	33.90%	33.90%	33.90%
河南	28.0%	36.2%	8.2	36.20%	36.20%	36.20%	36.20%
湖北	17.5%	22.3%	4.8	42.80%	42.80%	42.80%	42.80%
湖南	22.5%	25.7%	3.2	50.50%	50.50%	50.50%	50.50%
重庆	9.0%	10.8%	1.8	34.20%	34.20%	34.20%	34.20%
四川	9.5%	11.9%	2.4	70.00%	70.00%	70.00%	70.00%
陕西	20.5%	24.1%	3.6	30.10%	30.10%	30.10%	30.10%
甘肃	27.5%	30.0%	2.5	53.60%	53.60%	53.60%	53.60%
青海	30.0%	30.0%	0.0	70.00%	70.00%	70.00%	70.00%
宁夏	30.0%	30.0%	0.0	34.20%	34.20%	34.20%	34.20%
新疆	13.5%	21.4%	7.9	29.70%	29.70%	29.70%	29.70%
广东	9.0%	12.9%	3.9	31.60%	31.60%	31.60%	31.60%
广西	16.5%	23.1%	6.6	50.80%	50.80%	50.80%	50.80%
海南	17.5%	23.8%	6.3	27.20%	27.20%	27.20%	27.20%
贵州	16.5%	19.6%	3.1	41.30%	41.30%	41.30%	41.30%
云南	18.1%	28.7%	10.6	70.00%	70.00%	70.00%	70.00%

数据来源：国家发展改革委，兴业证券经济与金融研究院整理

新兴产业拉动用电需求，“十五五”期间重点行业绿电消费增量约 11229 亿千瓦时。根据国网能源研究院预测，“十五五”期间我国黑色金属/有色金属/化工/建材行业用电量年均增速分别为+1%/+2.5%/+3.3%/-1%，四大传统高耗能行业总用电量将由 2025 年的约 25398 亿千瓦时而增长至 2030 年的 27754 亿千瓦时，总增量约 2356 亿千瓦时，年均复合增速 1.8%，呈现高位平稳增长态势；可再生能源制氢“十五五”期间年均用电增量达到 280 亿千瓦时。此外，据国家能源局预测，全国算力用电量将由 2025 年的 1700 亿千瓦时而增长至 2030 年的 8000 亿千瓦时。

按照国家发展改革委到 2030 年重点用能行业绿电消费比例原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平的要求，我们假设到 2030 年四大传统高耗能行业/算力基础设施/可再生能源制氢绿电消费比例分别为 34%/80%/100%；对应“十五五”期间重点行业绿电消费增量为 10131 亿千瓦时。

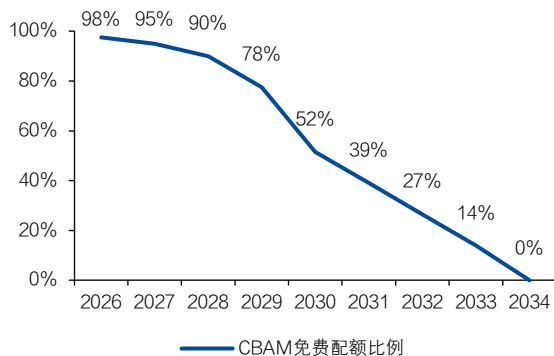
表5、“十五五”重点行业用电量以及绿电消费增量预测（亿千瓦时）

	2025 年消费量	“十五五”增量	2030 绿电消费比例要求	绿电消费增量
黑色金属	6530	333	34%	766
有色金属	8460	1112	34%	1224
化工	6310	1112	34%	1009
建材	4098	-201	34%	341
算力基础设施	1700	6300	80%	5040
可再生能源制氢		1750	100%	1750
合计		10406		10131

数据来源：国网能源研究院，国家发展改革委，兴业证券经济与金融研究院整理

欧盟 CBAM 碳配额收紧及扩容背景下，出口型企业绿电需求有望进一步提升。

《欧盟碳边境调节机制条例》规定欧盟进口商自 2026 年起需要为进口的钢铁、水泥、化肥、铝、氢和电力购买 CBAM 证书以控制碳排放，其中钢铁、铝、氢能、电力仅需计算直接排放，无需考虑生产所消耗电力所对应的间接排放，但水泥、化肥需同时计算直接排放与间接排放。CBAM 免费配额将由 2026 年的 97.5% 逐年递减至 2034 年的 0%，CBAM 证书价格与欧盟碳市场（EUETS）碳配额拍卖价格挂钩。此外，2025 年 12 月欧盟发布扩容提案，将管控范围自 2028 年 1 月起延伸至覆盖机器人、发动机、家电、汽车零部件等约 180 个品类，国内高耗能出口型企业绿电需求有望进一步提升。

图31、欧盟 CBAM 免费配额比例

数据来源：公众号“碳询科技”，兴业证券经济与金融研究院整理

图32、欧盟碳配额价格

数据来源：iFinD，兴业证券经济与金融研究院整理

高耗能企业通过绿电直连、绿电交易以及绿证交易三种模式消费绿电，对应“十五五”消纳空间约 650GW。高耗能企业可通过绿电直连、绿电交易以及绿证交易三种方式满足国内绿色电力消费比例要求，其中存量高耗能项目通过绿电交易与可再生能源发电企业签订购售电合同或直接购买绿证作为可再生能源消费凭证；绿电直连主要针对新增项目，具备强物理溯源性，绿色属性认可度更高（欧盟 CBAM 仅认可具备物理连接性的项目），适用于绿电消费要求高或有减碳需求的

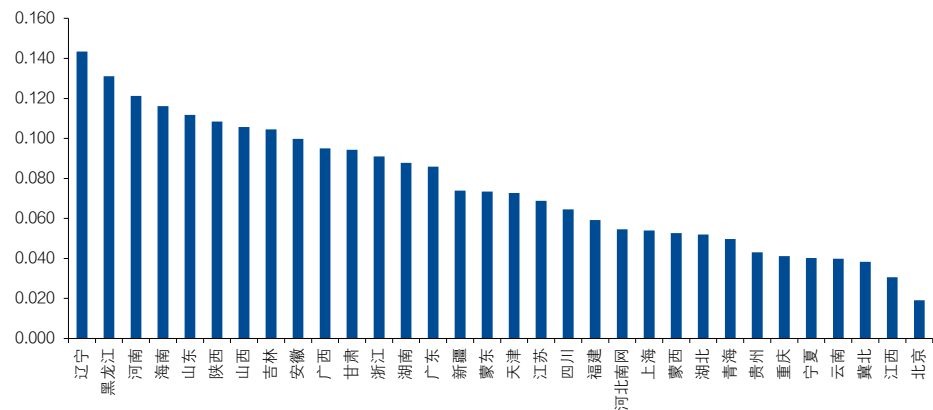
出口型项目。根据上文重点用能产业“十五五”绿电需求量测算结果，若按风电与光伏装机比例 1:1，利用小时数分别为 2000、1120 小时测算，可支撑约 650GW 新增风光消纳空间，占 2025 年底风光总装机量的 35%，企业可通过绿电直连或购买绿电绿证满足绿电消费比例要求。

表6、绿电供应模式梳理

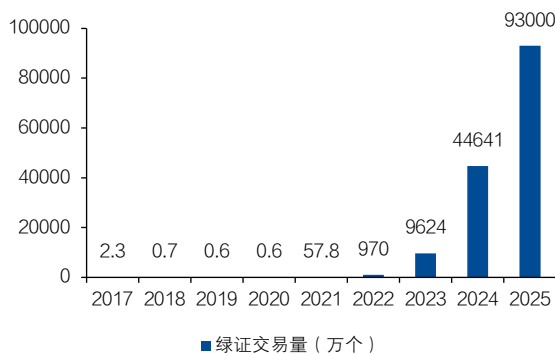
绿电供应方式		绿色属性认可度	
		中国	国际
绿电直连	新能源电站通过专用直连线路向用户直接供给绿电。	认可	认可
绿电交易	可再生能源电力物理电量与其绿色属性一起打捆参与交易，发电企业与用户通过签订购售电合同等方式。	认可	《欧盟电池和废电池法案》的配套碳足迹核算授权方案对电力购买协议 PPA 不认可
绿证交易	由可再生能源发电企业申请、由政府相关部门核发，只交易可再生能源电力绿色属性。包括国内绿色电力证书 GEC、国际主流绿证 REC，GO 等。	认可	欧盟碳边境调节机制（CBAM）、电池法案等均不认可单独的绿证

数据来源：中和碳研究院，中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司《绿电直连政策及新能源就近消纳项目电价机制分析》，兴业证券经济与金融研究院整理

绿电运营商受益于绿电直连项目消纳稳定性以及电价溢价，绿电绿证价格亦有望提升。常规并网型工商业用电价格=上网电价+上网环节线损费用+输配电价+系统运行费用+政府性基金及附加，绿电直连项目由于直供电量不通过公共电网，根据 1192 号文自发自用电量可节省系统运行费，因此具备一定电量电价溢价，或可比市场化交易电价高 10%-15%，且直供部分电价由电站与用户双边协商，通过多年期购电协议等方式明确，价格稳定性较高。由于绿电直连主要针对增量项目，存量高耗能行业需通过购买绿证或进行绿电交易完成绿电消费比例考核，存量新能源电站绿证绿电交易量价亦有望提升。

图33、各省系统运行费用（以 2026 年 4 月为例，元/度）

数据来源：智汇光伏，兴业证券经济与金融研究院整理

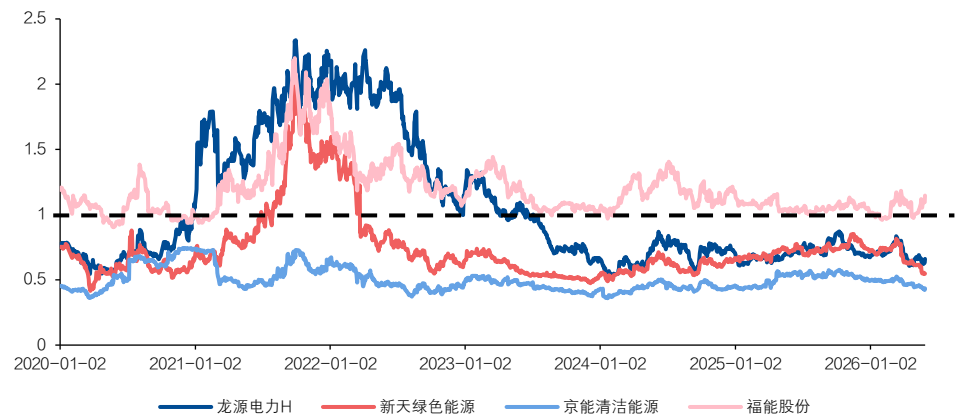
图34、我国绿证交易量情况

数据来源：国家能源局《中国绿色电力证书发展报告》，中国电力报，兴业证券经济与金融研究院整理

图35、我国绿证月度交易量与价格情况

数据来源：国家能源局，兴业证券经济与金融研究院整理

部分新能源运营商估值已较为充分反映基本面压力，关注政策、机制不断完善背景下估值修复机会。伴随风电增值税退税取消、所得税三免三减半陆续到期、136号文后绿电全面入市&竞价水平下行等基本压力，当前港股绿电运营商估值水平已回调至历史底部区间，截至 2026 年 5 月 29 日，龙源电力 H、新天绿色能源、京能清洁能源、福能股份 PB-MRQ 分别为 0.66、0.55、0.43、1.1 倍。但我们看到碳达峰目标大背景下全国性双碳考核评价办法发布以及各领域实施细则不断落地，电力领域绿色转型趋势明确，高耗能行业绿电消费比例要求有望持续拓宽绿电消纳空间以及释放绿色价值，绿电直连成为打通绿电就近消纳的重要模式，算电协同、绿电制氢氨醇等新业态不断显现，低估值绿电运营商在当下具备较高胜率。

图36、部分绿电运营商 PB-MRQ (截至 2026 年 5 月 29 日)

数据来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

（二）火电：基本面改善在即，关注火绿联营成长空间及标的红利价值

火电盈利阶段性承压，但后续基本面改善预期明确。2026 年一季度，因电厂耗用煤价仍同比下行，SW 火电行业合计归母净利润同比基本持平。但二季度起随着电厂补库推进，高价市场煤占比提升，火电燃料成本将同比上行；叠加机组电价仍同比承压，如二季度全国代理购电均价同比下滑约 0.05 元/兆瓦时（以算术均值计），降幅环比一季度扩大约 0.01 元/兆瓦时，全年行业盈利存在压力。但供给侧新增装机增速放缓，需求侧 AI 算力带动用电量持续上行，且国际国内一次能源价格中枢抬升，板块基本面有望迎来实质性改善。

表7、2026 年上半年电网代理购电价格整理

所属省区	代理购电价格（元/度）		同比（元/度）		容量电价补偿额度（元/千瓦·年）		加回容量电价测算（元/度）			
	26Q1	26Q2	26Q1	26Q2	2025	2026	25Q1	26Q1	同比（绝对值）	
华北	北京	0.384	0.389	-0.010	-0.009	100	165	0.417	0.421	0.004
	天津	0.385	0.390	-0.026	-0.040	100	231	0.440	0.451	0.011
	河北南网	0.411	0.405	-0.012	-0.016	100	165	0.446	0.449	0.004
	冀北	0.393	0.419	-0.024	-0.002	100	165	0.440	0.431	-0.008
	山西	0.297	0.295	-0.096	-0.046	100	165	0.416	0.336	-0.080
	蒙东	0.213	0.201	-0.056	-0.074	100	165	0.291	0.250	-0.041
西北	蒙西	0.320	0.326	0.012	-0.002	100	165	0.330	0.356	0.026
	陕西	0.373	0.289	0.010	-0.051	100	165	0.386	0.410	0.024
	甘肃	0.270	0.170	-0.031	-0.130	100	330	0.320	0.343	0.023
	青海	0.275	0.213	-0.024	-0.071	165	185	0.347	0.328	-0.018
	宁夏	0.257	0.265	-0.044	-0.026	100	165	0.322	0.292	-0.030
	新疆	0.280	0.206	0.028	-0.050	100	165	0.272	0.312	0.041
东北	辽宁	0.288	0.286	-0.138	-0.133	100	370	0.456	0.396	-0.060
	吉林	0.340	0.339	-0.069	-0.054	100	330	0.436	0.431	-0.005
	黑龙江	0.305	0.302	-0.083	-0.094	100	165	0.413	0.346	-0.067
华中	江西	0.396	0.391	-0.067	-0.059	100	165	0.486	0.435	-0.051
	河南	0.373	0.328	-0.034	-0.077	165	231	0.454	0.438	-0.016
	湖北	0.368	0.368	-0.043	-0.050	100	165	0.437	0.416	-0.021
	湖南	0.439		-0.029		165	231	0.514	0.512	-0.002
西南	重庆	0.451	0.450	-0.013	0.010	165	231	0.495	0.517	0.022
	四川	0.419	0.310	-0.010	-0.078	165	231	0.460	0.473	0.013
	贵州	0.384	0.383	-0.015	-0.013	100	165	0.419	0.422	0.004
	云南	0.262	0.276	-0.041	-0.032	165	330	0.338	0.367	0.029
华东	上海	0.434	0.423	-0.010	-0.021	100	165	0.468	0.478	0.010
	江苏	0.350	0.366	-0.095	-0.067	100	165	0.470	0.390	-0.080
	浙江	0.389	0.372	-0.034	-0.057	100	165	0.447	0.430	-0.016
	安徽	0.348	0.337	-0.062	-0.070	100	165	0.432	0.385	-0.047
	山东	0.387	0.335	-0.086	-0.123	100	165	0.499	0.429	-0.070
华南	福建	0.378	0.368	-0.029	-0.051	100	165	0.434	0.418	-0.016
	广东	0.403	0.440	-0.101	-0.070	100	165	0.536	0.454	-0.081
	广西	0.351	0.355	-0.004	0.014	165	248	0.407	0.438	0.031
	海南	0.486	0.448	-0.004	-0.039	100	165	0.523	0.544	0.021

数据来源：北极星电力市场网，兴业证券经济与金融研究院整理

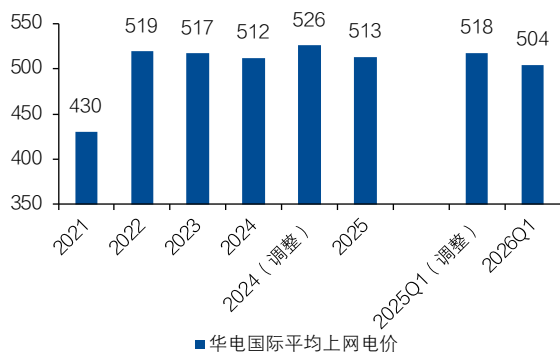
注 1：年内未发布容量电价补偿水平的省份，按照容量电价补偿比例较此前提升 20% 计算；

注 2：电网代理购电价格为期内各月代理购电价格的均值；

注 3：湖南省 6 月代理购电价格暂未公布，故此处未整理列入。

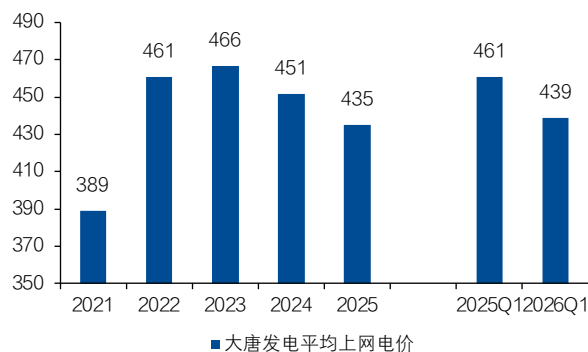
此外，灵活性价值的兑现为综合结算电价提供有力补充。火电可通过辅助服务市场获取调峰调频收益，或在现货市场进行峰谷价差套利，为自身灵活性价值定价，从而支撑综合结算电价。以广东现货市场为例，如 4 月 1-23 日其日前均价达 533 元/兆瓦时，较燃煤标杆电价上浮约 18%，显著高于年度长协电价，有望提振当地机组电价。得益于现货与辅助服务的补充，部分火电企业一季度综合电价降幅优于市场预期，华电国际、华能国际、大唐发电综合电价分别同比下降 0.013、0.027、0.022 元/千瓦时。

图37、华电国际上网电价变化（元/兆瓦时）



数据来源：华电国际公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

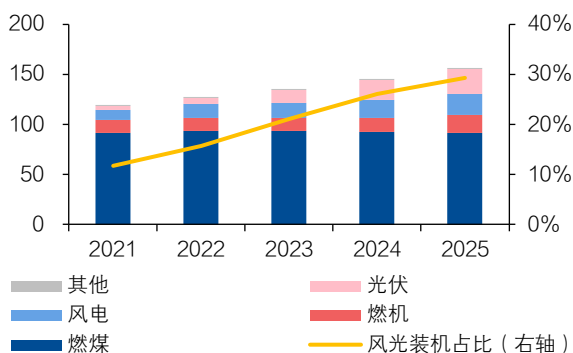
图38、大唐发电上网电价变化（元/兆瓦时）



数据来源：大唐发电公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

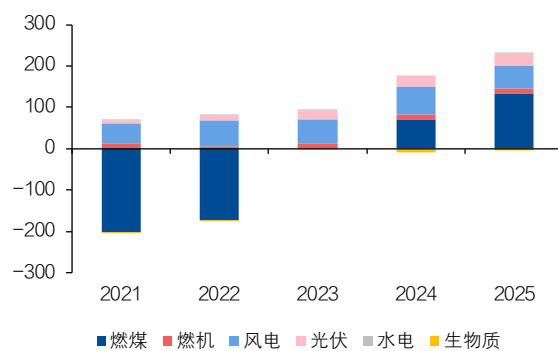
当前部分企业战略性转向绿电布局，火绿联营贡献第二增长曲线。火电机组存量出力承压而增量空间收窄：存量方面，新能源并网持续挤压火电出力空间，机组利用小时数呈下行趋势；增量方面，新增火电项目亦同步收紧，如据北极星电力网不完全统计我国新开工火电项目已从 2023 年的 99 个降至 2025 年的 29 个。故火电已难以为企业提供持续成长动能，部分火电企业将资本开支战略性向绿电倾斜。以华能国际为例，截至 2025 年底，公司控股风电、光伏装机占比达 29.31%，同比+3.16pct，年内风电、光伏分别贡献利润总额 56.08 亿元和 28.83 亿元；2026 年公司规划资本开支 621 亿元，其中风电、光伏分别投入 305 亿元和 72 亿元，合计占比达 60.71%。绿电正逐步成为火电企业的重要成长驱动因素。

图39、华能国际装机规模分拆（GW）



数据来源：公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

图40、华能国际利润总额分拆（亿元）



数据来源：公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

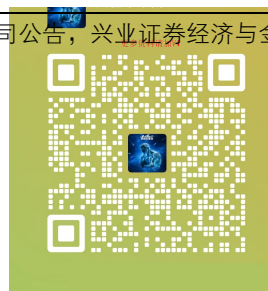


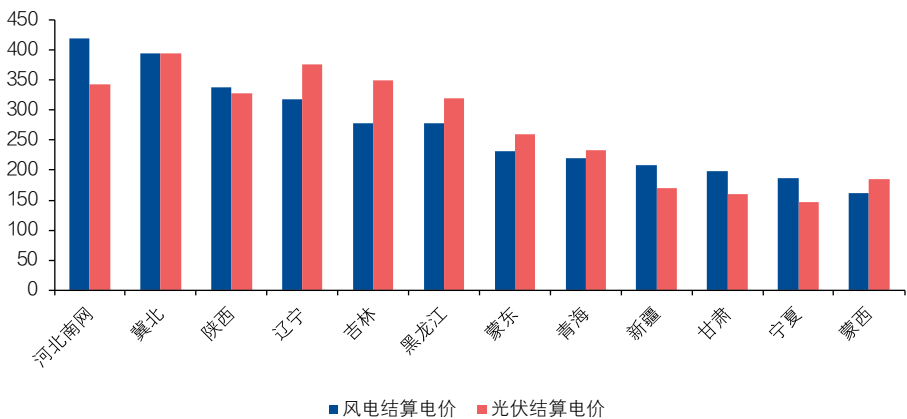
表8、部分火电企业已将发展重心向绿电倾斜

公司	发展规划（截至 2025 年末）
华能国际	2026 年规划资本支出 621 亿元，其中风电 305 亿元、光伏 72 亿元，风光合计占比为 60.71%。
大唐发电	规划火/水/风/光项目待投资金额分别为 291/80/230/297 亿元。
国电电力	2026 年规划前期、基建项目投资额 448 亿元，其中火/水/绿电项目分别为 152/122/173 亿元。
京能电力	在建 65.4 万千瓦均为新能源机组，主要为察右后旗 81.8 万千瓦风电项目（剩余 49.8 万千瓦风电）与京康 14 万千瓦光伏项目。
上海电力	在建 6 台百万千瓦火电机组与 225.35 万千瓦新能源机组，核准（备案）新能源机组 777.8 万千瓦（包括江苏滨海南区 H5#、东台 H7#海上风电项目）。
申能股份	在建托里县 135 万千瓦风电项目，储备项目包括裕民县 50 万千瓦风电项目（备案）、市内临港海光一期&二期海上光伏项目（完成竞配，一期完成主体设备招标）。
华能蒙电	推进察右中旗灵改配置项目剩余 81 万千瓦风电、库布齐基地鄂尔多斯风电项目二期 60 万千瓦风电、金桥和林 48 万千瓦风电项目建设。
皖能电力	规划加大新能源开发力度，当前主要在建项目包括木垒百万千瓦风电项目、明阳吐鲁番市高昌区一期 50 万千瓦风电、绩溪家朋抽水蓄能等。

数据来源：各公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

火电与绿电存在协同效应，联合运营可实现盈利质量的提升。一方面，碳约束趋紧下火电碳排放配额成本持续上行，后续若绿证与碳市场实现衔接，火电企业可通过向绿电企业购买绿证来应对碳排放约束，实现公司整体更大的碳风险缓冲空间。另一方面，火绿联营项目“火风光打捆”模式可通过火电提供灵活性调节以平滑风光出力曲线，进而平滑电价波动，整体项目盈利质量与抗风险能力均有望优于各自独立运营；同时，2025 年度西北地区风光结算电价已普遍降至 0.2 元/度以下，接近其度电成本线，我们判断其价格已基本触底，后续若可得到火电、储能等灵活性资源充分支持，叠加电力市场供需转好，绿电价格有望触底回升。

图41、2025 年我国三北地区风光结算电价（元/兆瓦时）

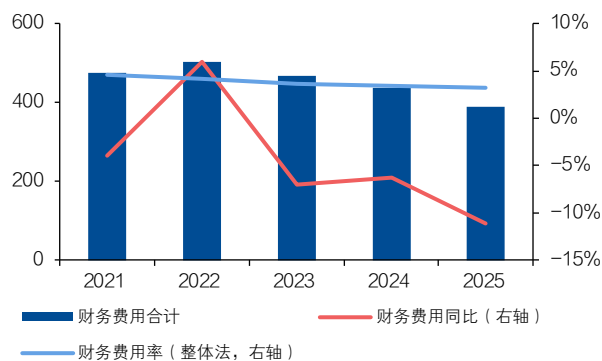


数据来源：爬合科技，兴业证券经济与金融研究院整理

行业自由现金流转正，分红意愿与能力有所提升。此前行业对老旧机组计提较大规模减值，相关机组账面价值已大幅压降，后续行业减值压力有所缓解，如 2025 年 SW 火电行业合计计提减值 105.20 亿元，与 2024 年水平基本持平，较 2023

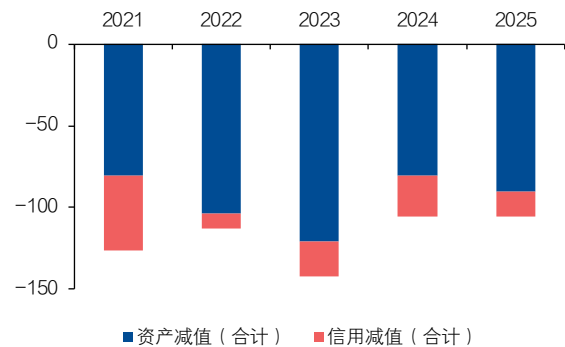
年的 141.96 亿元有所收窄；同时财务费用延续下行趋势，全年合计财务费用为 389.21 亿元，同比-11.10%，对应财务费用率 3.20%，同比-0.29pct。此外，行业资本开支亦有所收缩，2025 年行业合计资本开支 2628.10 亿元，同比-6.64%，叠加期内燃料成本下行，行业自由现金流自“十四五”以来首次转正，达 648.22 亿元，上年为-184.65 亿元。此外，随着国务院国资委将市值管理纳入央企负责人考核、上市公司通过多种手段践行市值管理举措，电力行业央、国企市值管理正在深化，有助于板块相关资产进一步稳定经营、盈利和分红预期。多重利好下，火电企业分红意愿与能力均有望增强，如皖能电力规划 2025-2027 年度分红比例分别达 40%/45%/50%，行业红利属性提升。

图42、SW 火电财务费用率稳步下行（亿元）



数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图43、SW 火电资产减值规模较 2022-2023 年水平下降（亿元）



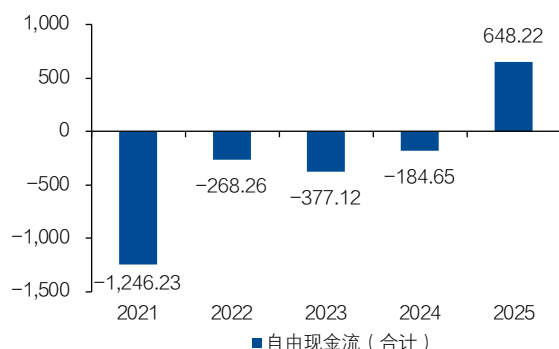
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

表9、华能国际火电机组资产减值梳理

减值计提时间	电厂名称	机组类型				电厂计提减值金额（亿元）
		2000年以前投产	2000-2009年期间投产	2010-2019年期间投产	2020年及以后投产	
2025	汕头电厂	2*300MW	600MW			5.19
	岳阳发电	2*362.5MW	2*300MW	2*600MW		1.35
	苏州热电		2*60MW	2*255MW		0.18
	珞璜发电	4*360MW	2*600MW			2.54
	上安电厂	2*350MW+2*330MW	2*600MW			1.37
	曲阜热电		2*225MW			1.17
2024	济宁电厂	-	2*135MW+2*350MW	-	-	7.27
2023	大连热电	-	-	-	2*50MW+2*350MW	8.31
	临沂发电	140MW	3*140MW	2*350MW	-	4.33
	巢湖发电	-	2*600MW	-	-	3.01
	济宁运河	-	4*145MW+2*330MW	-	-	1.69
	众泰电厂	-	2*150MW	-	-	1.57
	聊城热电	-	2*140MW+2*330MW	-	-	1.11
	南通电厂	2*350MW	-	-	-	4.11
	聊城热电	-	1*140MW+2*330MW	-	-	3.28
	南京电厂	2*320MW	-	-	-	2.94
	杨柳青热电	2*300MW	2*300MW	-	-	2.01
	白杨河电厂	-	2*145MW+2*300MW	-	-	1.84
	临沂发电	140MW	3*140MW	2*350MW	-	1.41
2022	南通电厂	2*350MW	-	-	-	4.11
	聊城热电	-	1*140MW+2*330MW	-	-	3.28
	南京电厂	2*320MW	-	-	-	2.94
	杨柳青热电	2*300MW	2*300MW	-	-	2.01
	白杨河电厂	-	2*145MW+2*300MW	-	-	1.84
	临沂发电	140MW	3*140MW	2*350MW	-	1.41
2020	伊春热电	-	-	2*350MW	-	6.61
	桂林燃气	-	-	3*51MW+3*25MW+7MW	-	4.92
	白杨河发电厂	-	2*145MW+2*300MW	-	-	4.65
	众泰电厂	-	2*150MW	-	-	4.58
	嘉祥发电	-	2*330MW	-	-	4.06
	济宁运河	-	4*145MW+2*330MW	-	-	3.98
	烟台发电厂	110MW	3*150MW	-	-	3.33
	临沂发电	140MW	3*140MW	2*350MW	-	2.78
	仙人岛热电	-	-	2*50MW	-	2.74
	左权煤电	-	-	2*60MW	-	2.69

数据来源：公司公告，公司官网，兴业证券经济与金融研究院整理

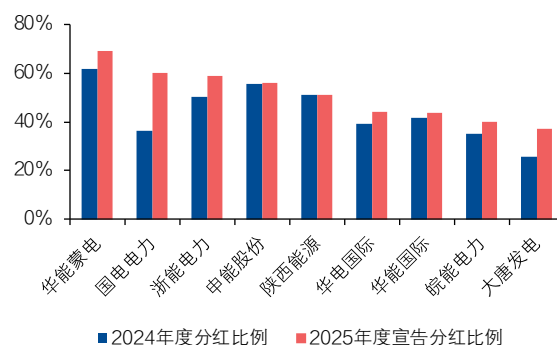
图44、SW 火电自由现金流于 2025 年转正(亿元)



数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注：自由现金流=经营活动产生的现金流量净额-购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金。

图45、多数火电公司 2025 年度分红比例提升



数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注：现金分红比例=年度现金分红总额/对应年度归母净利润。

表10、高股息火电标的梳理

公司名称	总市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE(X)				2026年预 期股息率
		2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E	
国电电力	919	71.6	54.2	64.8	71.6	12.8	16.9	14.2	12.8	4.3%
华能国际	1,392	144.1	121.9	132.2	139.5	9.7	11.4	10.5	10.0	3.8%
华电国际	646	60.7	50.3	56.8	61.7	10.6	12.8	11.4	10.5	3.4%
申能股份*	505	40.1	36.8	38.0	39.4	12.6	13.7	13.3	12.8	4.1%
皖能电力	222	21.5	18.1	19.6	21.3	10.3	12.3	11.4	10.4	3.7%
陕西能源*	481	30.1	33.6	36.6	37.5	16.0	14.3	13.1	12.8	3.6%
华能蒙电	572	24.9	24.0	28.2	29.6	22.9	23.8	20.3	19.3	2.9%
华能国际电力	993	144.1	121.9	132.2	139.5	6.9	8.1	7.5	7.1	5.3%
大唐发电	507	73.9	64.2	68.4	74.7	6.9	7.9	7.4	6.8	4.8%
华电国际电力	473	60.7	50.3	56.8	61.7	7.8	9.4	8.3	7.7	4.6%
华润电力	958	131.1	100.1	107.0	114.9	7.3	9.6	8.9	8.3	4.2%

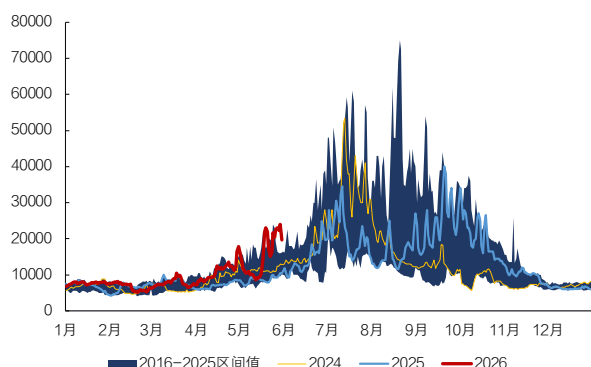
数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注：收盘价及汇率数据对应 2026 年 5 月 29 日，表内单位均为人民币；

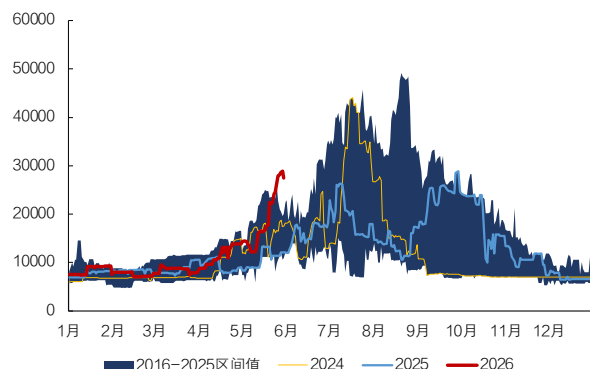
注 2：标 “*” 标的采用 Wind 领先预测。

(三) 水电&核电：能源压舱石价值基础上，关注汛期水量及核电机电价的逐步建立

从三峡水库年初至今出库、入库流量数据来看，2026 年初至今长江三峡来水相较于去年同期偏好。5 月 29 日，三峡水库当日入库流量 2.40 万立方米/秒，同比+128.57%；三峡水库当日出库流量 2.89 万立方米/秒，同比+138.84%。年初至今 (5 月 29 日)，三峡水库日均入库流量 0.96 万立方米/秒，同比+29.48%；三峡水库日均出库流量 1.09 万立方米/秒，同比+22.60%。

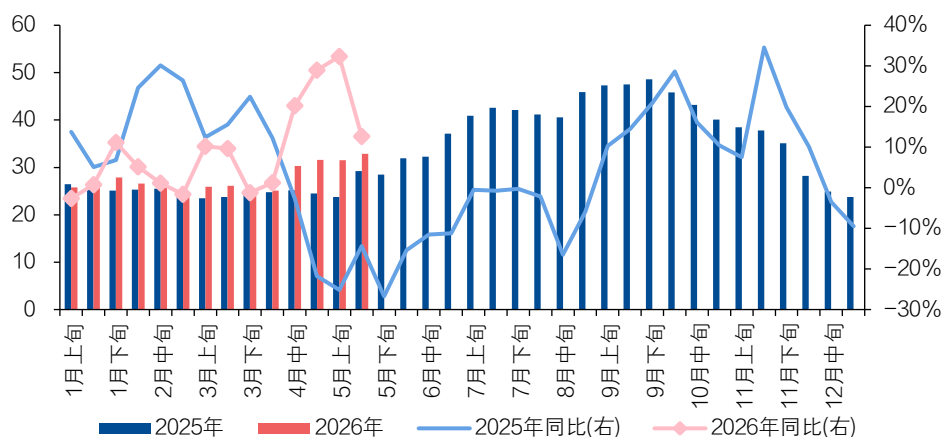
图46、三峡水库入库流量（立方米/秒）

数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理
备注：数据截至 2026 年 5 月 29 日

图47、三峡水库出库流量（立方米/秒）

数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理
备注：数据截至 2026 年 5 月 29 日

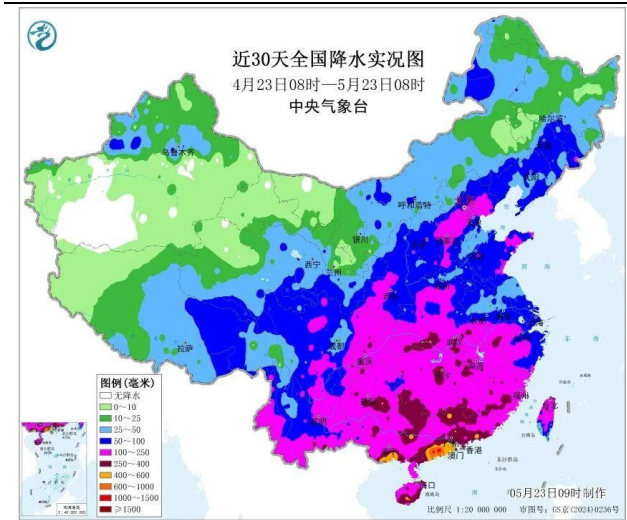
2026 年第一季度部分水电公司发电数据亮眼，期待主汛期来水情况及水电发电量。2026 年第一季度全国水电发电量 2424.6 亿千瓦时，同比+8.9%；主要水电公司方面，2026 年第一季度长江电力/华能水电/国投电力/桂冠电力属水电发电量分别同比+7.19%/+10.43%/-7.82%/+57.59%，且 4 月中旬以来全国水电旬度发电量同比增速均在双位数以上。

图48、旬度水电发电量（亿千瓦时）

数据来源：CCTD 中国煤炭市场网，兴业证券经济与金融研究院整理

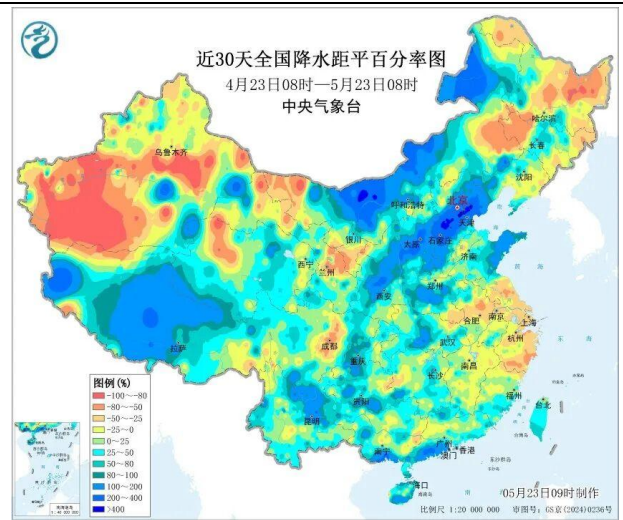
入汛以来全国平均降水量较常年同期偏多 **18.6%**，厄尔尼诺状态下关注主汛期流域来水带来的潜在增发电量。据中国气象局，入汛以来（4 月 1 日至 5 月 22 日）全国平均降水量达 110.1 毫米，较常年同期偏多 **18.6%**。从空间分布来看，我国南北方均出现降水量较常年同期明显偏多区域。目前赤道中东太平洋海温持续增高，已于 5 月进入厄尔尼诺状态，为我国南方降水增多创造了水汽条件。在此背景下部分流域来水可能因此增多，关注相关流域水电运营公司主汛期的潜在增发电量。

图49、2026 年 4.22-5.23 全国降水实况图



数据来源：中国气象局，兴业证券经济与金融研究院整理

图50、2026 年 4.22-5.23 全国降水距平百分率图



数据来源：中国气象局，兴业证券经济与金融研究院整理

核电方面，政策提倡积极发展核电，预计到 2035 年我国核电占比达到 10%。2021 年 3 月，李克强总理在《政府工作报告》中提到“在确保安全的前提下积极有序发展核电”，是近 10 年来首次使用“积极”来对核电政策进行表述。据中国核能行业协会《中国核能发展与展望（2022）》，“预计‘十四五’期间，我国将保持每年 6-8 台核电机组的核准开工节奏。”发展核电是我国实现低碳转型发展的必要选项，根据《中国核能发展与展望（2022）》，“为适应我国实现碳中和目标的发展要求、支撑我国清洁低碳能源体系和新型电力系统的建设，预计到 2035 年，核能发电量在我国电力结构中的占比需要达到 10%左右；到 2060 年，核能发电量在我国电力结构中的占比需要达到 20%左右，与当前 OCED 国家的平均水平相当”

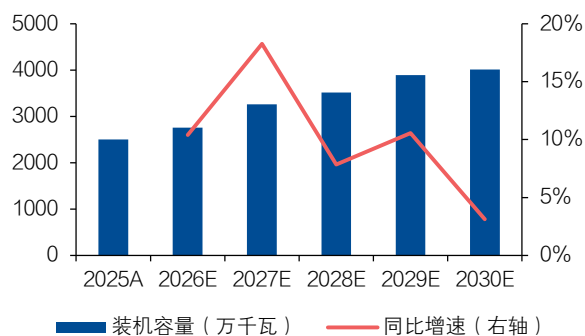
表11、2012-2026 年《政府工作报告》中对于我国核电发展的政策表述

年份	对于核电的政策表述
2012	安全高效发展核电
2013	-
2014	开工一批水电、核电项目
2015	安全发展核电
2016	建设水电、核电等重大项目
2017	安全高效发展核电
2018-2020	-
2021	在确保安全的前提下积极有序发展核电
2022	-
2023	核电技术等领域创新成果不断涌现
2024	第四代核电机组等高端装备研制取得长足进展
2025	-
2026	-

数据来源：中国政府网，兴业证券经济与金融研究院整理

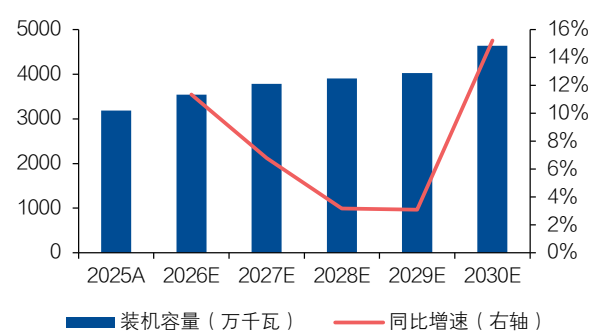
截至当下中国核电、中国广核已核准待投产机组分别达 18 台、20 台，未来成长确定性强。截至 2026 年 3 月 31 日，中国核电在运装机 27 台，装机容量 2621.2 万千瓦；已核准待投产机组 18 台，装机容量 2067.5 万千瓦，全部投产后在运装机容量将提升 78.88%；中国广核在运装机 28 台（包括联营公司红沿河核电的 6 台机组），装机容量 3183.8 万千瓦；已核准待投产机组 20 台（包括集团委托管理机组），装机容量 2422.2 万千瓦，全部投产后在运装机容量将提升 76.08%。核电公司未来成长确定性极强。

图51、中国核电 2025-2030 年在运核电装机容量预测



数据来源：公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

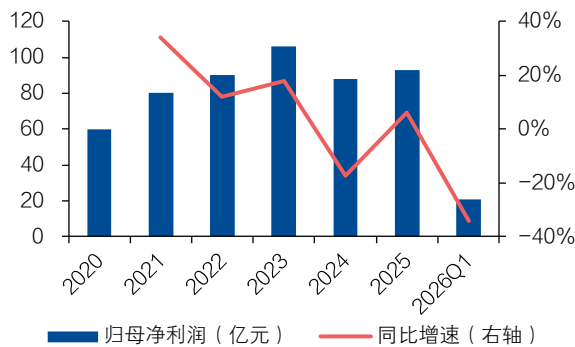
图52、中国广核 2025-2030 年在运核电装机容量预测



数据来源：公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

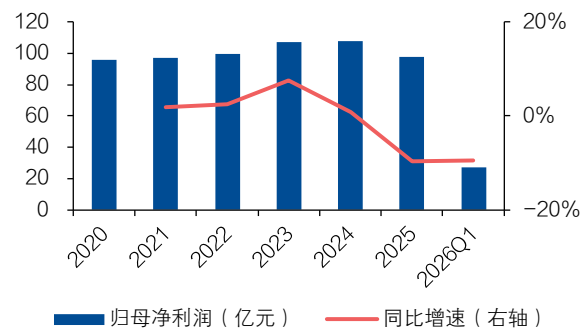
短期受市场化电量及电价扰动核电公司业绩有所波动，政策端已开始引导核电电价修复。2026 年第一季度，中国核电归母净利润同比下滑 34.19%至 20.64 亿元，主要因核电电价下跌及新能源板块归母贡献降低拖累；中国广核归母净利润同比下滑 9.41%至 27.41 亿元，主要因市场电价下滑影响。着眼当下，广东电力交易中心于 2025 年 10 月发布《关于广东电力市场 2026 年交易关键机制和参数的通知》，明确核电不再执行变动成本补偿机制；2026 年 3 月辽宁省发改委发布《关于 2026 年辽宁省核电机组参与电力市场化交易有关事项的通知》，其中明确“2026 年核电月度机制电量规模在当月机组实际上网电量的基础上，将每日 21 小时时段的 80%上网电量纳入机制；其余 3 小时时段的上网电量不纳入机制”、“机制电价水平按照国家现行核电上网电价政策执行”，有望大幅降低核电电价受市场化电价波动的影响。若全国其他省份核电机制电价政策陆续出台，则有望大幅平移核电电价波动幅度，核电资产估值也有望走上重估轨道。

图53、中国核电归母净利润及增速



数据来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

图54、中国广核归母净利润及增速



数据来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

四、投资建议

1) 绿电：电力领域绿色转型趋势明确，行业利好政策频出，新业态有望有效拓展绿电消纳空间。当前部分绿电运营商估值水平已回调至历史底部区间，推荐低估值绿电运营商龙源电力（H）、福能股份、京能清洁能源、新天绿色能源、大唐新能源。

2) 火电：火电盈利阶段性承压，但随着供给侧装机增速放缓、需求侧用电量持续增长，行业基本面改善在即，叠加报表修复与市值考核深化下行业分红意愿与比例有望提升，推荐火电央企平台华能国际（H+A）、国电电力、华润电力、大唐发电（H+A）、华电国际（H+A），地方性火电企业申能股份、陕西能源、建投能源、甘肃能源、华能蒙电。

3) 水电及核电：水电及核电具有能源压舱石价值，厄尔尼诺状态下水电存在潜在增发空间，核电电价机制逐步理顺亦为行业释放利好信号，长期推荐水电长江电力、川投能源、国投电力、桂冠电力、华能水电；核电中国广核（A+H）、中国核电。

表12、估值表

代码	公司	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE (X)				PB(X)
			2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E	
绿电											
00916.HK	龙源电力H	493	46.4	42.1	48.0	53.1	10.6	11.7	10.3	9.3	0.7
600483.SH	福能股份	319	29.6	27.6	29.9	33.4	10.8	11.6	10.7	9.6	1.1
00579.HK	京能清洁能源	156	29.5	30.1	31.8	34.0	5.3	5.2	4.9	4.6	0.4
00956.HK	新天绿色能源	135	18.3	20.9	23.8	26.5	7.4	6.5	5.7	5.1	0.5
火电											
600011.SH	华能国际	1,392	144.1	121.9	132.2	139.5	9.7	11.4	10.5	10.0	2.0
00902.HK	华能国际H	993	144.1	121.9	132.2	139.5	6.9	8.1	7.5	7.1	1.4
600795.SH	国电电力	919	71.6	54.2	64.8	71.6	12.8	16.9	14.2	12.8	1.5
00836.HK	华润电力	958	131.1	100.1	107.0	114.9	7.3	9.6	8.9	8.3	1.0
601991.SH	大唐发电	1,597	73.9	64.2	68.4	74.7	21.6	24.9	23.3	21.4	4.3
00991.HK	大唐发电H	507	73.9	64.2	68.4	74.7	6.9	7.9	7.4	6.8	1.4
600027.SH	华电国际	646	60.7	50.3	56.8	61.7	10.6	12.8	11.4	10.5	1.3
01071.HK	华电国际H	473	60.7	50.3	56.8	61.7	7.8	9.4	8.3	7.7	1.0
001286.SZ	陕西能源*	481	30.1	33.6	36.6	37.5	16.0	14.3	13.1	12.8	1.7
000600.SZ	建投能源*	226	18.8	19.5	21.2	22.6	12.0	11.6	10.7	10.0	1.8
000791.SZ	甘肃能源	319	20.5	23.9	24.1	24.5	15.6	13.4	13.2	13.1	2.1
600642.SH	申能股份*	505	40.1	36.8	38.0	39.4	12.6	13.7	13.3	12.8	1.3
600863.SH	华能蒙电	572	24.9	24.0	28.2	29.6	22.9	23.8	20.3	19.3	2.7
000543.SZ	皖能电力	222	21.5	18.1	19.6	21.3	10.3	12.3	11.4	10.4	1.3
002608.SZ	江苏国信	348	34.7	27.4	29.4	32.3	10.0	12.7	11.8	10.8	1.0
600023.SH	浙能电力*	868	75.3	59.9	64.4	72.2	11.5	14.5	13.5	12.0	1.1
水电											
600900.SH	长江电力	6,790	345.0	352.5	359.3	367.2	19.7	19.3	18.9	18.5	3.0
600674.SH	川投能源	756	47.5	48.4	50.3	52.2	15.9	15.6	15.0	14.5	1.6
600236.SH	桂冠电力	918	32.8	33.7	36.0	37.7	28.0	27.3	25.5	24.3	4.8
600886.SH	国投电力*	1,145	73.9	75.6	79.7	82.7	15.5	15.1	14.4	13.8	1.7
600025.SH	华能水电	1,844	85.0	94.0	97.8	104.2	21.7	19.6	18.9	17.7	2.6
核电											
003816.SZ	中国广核	2,313	97.7	112.7	123.9	131.6	23.7	20.5	18.7	17.6	1.8
601985.SH	中国核电	1,859	93.0	83.3	99.1	110.5	20.0	22.3	18.8	16.8	1.5
01816.HK	中广核电力	1,362	97.7	112.7	123.9	131.6	14.0	12.1	11.0	10.4	1.1

数据来源：Wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注 1：收盘价及汇率数据对应 2026 年 5 月 29 日，表内单位均为人民币；

注 2：标 “*” 标的采用 Wind 领先预测。

五、风险提示

- **政策不及预期：**绿色市场机制、火电灵活性转型、核电机制电价等市场政策建设进度不及预期，或将压制电源电价水平，进而对其盈利能力产生不利影响；
- **电量电价大幅下降：**市场化电价大幅折价将压制电力运营商业绩水平；
- **原材料价格上行：**电煤价格、绿电装机成本、储能成本等上升，降低相应项目的经济性 & 开发积极性；
- **宏观经济风险：**宏观经济与电力需求、体制改革、基础设施建设等均高度相关，经济运行波动造成多环节影响。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

投资评级说明

投资建议的评级标准	类别	评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后的 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅。其中：沪深两市以沪深 300 指数为基准；北交所市场以北证 50 指数为基准；新三板市场以三板成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 15%
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5% ~ 15% 之间
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 -5% ~ 5% 之间
		减持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于 -5%
		无评级	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级
	行业评级	推荐	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
		中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
		回避	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数

信息披露

本公司在知晓的范围内履行信息披露义务。客户可登录 www.xyzq.com.cn 内幕交易防控栏内查询静默期安排和关联公司持股情况。

使用本研究报告的风险提示以及法律声明

兴业证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约，投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，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，任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户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、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但本公司不保证其准确性或完整性，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。本公司并不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此相关的其他任何损失承担任何责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司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。

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。过往的业绩表现亦不应作为日后回报的预示。我们不承诺也不保证，任何所预示的回报会得以实现。分析中所做的回报预测可能是基于相应的假设。任何假设的变化可能会显著地影响所预测的回报。

本公司的销售人员、交易人员以及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。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、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。

本报告并非针对或意图发送予或为任何就发送、发布、可得到或使用此报告而使兴业证券股份有限公司及其关联子公司等违当地的法律或法规或可致使兴业证券股份有限公司受制于相关法律或法规的任何地区、国家或其他管辖区域的公民或居民，包括但不限于美国及美国公民（1934 年美国《证券交易所》第 15a-6 条例定义为本「主要美国机构投资者」除外）。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。未经授权的转载，本公司不承担任何转载责任。

特别声明

在法律许可的情况下，兴业证券股份有限公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。因此，投资者应当考虑到兴业证券股份有限公司及/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。

兴业证券研究

上海	北京	深圳
地址：上海浦东新区长柳路 36 号兴业证券大厦 15 层	地址：北京市朝阳区建国门外大街甲 6 号世界财富大厦 32 层 01-08 单元	地址：深圳市福田区皇岗路 5001 号深业上城 T2 座 52 楼
邮编：200135	邮编：100020	邮编：518035
邮箱： research@xyzq.com.cn	邮箱： research@xyzq.com.cn	邮箱： research@xyzq.com.cn