

国内电力现货市场交易结构与定价机制

——以华东电力市场为例（电力系列第二篇）

【前言概要】

本系列上一篇电力专题《国内电力现货市场交易结构与定价机制——以广东电力市场为例》，聚焦广东电力市场珠三角负荷中心的运行规律。本篇专题报告聚焦长三角江浙沪电力市场，未包含安徽、福建电力市场，核心源于区域电网结构与用电需求结构的显著差异。聚焦江浙沪电力市场，能够精准捕捉华东电力市场最核心的供需博弈与价格发现逻辑，为电力金融衍生品设计提供最具代表性的物理与金融样本。

江浙沪电网同属华东 500 千伏核心受端环网，但物理结构差异显著。江苏呈“北电南送”格局，苏北为电源富集区，苏南为负荷中心，长江过江断面是核心瓶颈；浙江呈“西南电源、东北负荷”特征，浙西南外送断面与浙北、浙东负荷中心形成鲜明价差；上海为纯受端城市电网，外来电占比近 50%，本地以煤电基荷、气电调峰为主。现货市场机制上，三省均采用安全约束经济调度(SCED)下的全节点边际电价(LMP)，发电侧按所在节点 LMP 结算，用户侧按统一加权均价结算，中长期合约以差价合约(CfD)模式进行偏差清算。中长期市场以年度、月度双边协商为主，覆盖率普遍维持在 90%左右，形成“长协压舱、现货调峰”的格局。江浙沪电价核心由边际机组成本决定：江苏以煤电为边际定价主力，动力煤价格主导电价中枢；浙江核电、水电基荷刚性，峰期由煤电边际定价，并受外来电成本约束；上海气电调峰占比高，LNG 到岸价与特高压通道容量共同决定价格“天花板”。

华东电网上市电力期货大概率以江苏电网批发侧电能量价格为基准、或者以苏锡常宁 Hub 节点加权电价为基准（江苏电力交易中心数据授权或合作开发），前者更多服务江苏电力套保实体企业，但后者可以更好服务长三角地区受国内经济周期和海外订单驱动的海量制造业群体。具体来看，苏锡常宁集中了江苏超 60%的高端制造业负荷，四市负荷特性高度同步，苏锡常宁与浙北、上海电价月均价相关性极高，苏锡常宁 Hub 节点加权电价作为长三角跨省电力金融衍生品的参考锚点，与浙北和上海电价形成联动，服务长三角区域电力市场协同发展（与美国 PJM 西部枢纽显著不同点在于，江浙沪电网分属三个完全独立的电气调度区，而 PJM 电网处于同一个完整的电气调度区）。以苏锡常宁 Hub 节点加权电价为标的上市电力衍生品，能集中流动性、提升市场深度，为全国统一电力市场建设提供可复制的“华东样本”。

交易咨询业务资格：

证监许可[2011]1428 号

研究员：丁祖超

电话：021-65789252

邮箱：

dingzuchao_qh@chinastock.com.cn

期货从业资格证号：F03105917

投资咨询资格证号：Z0018259

作者承诺

本人具有中国期货业协会授予的期货从业资格证书，本人承诺以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑均基于本人的职业理解，通过合理判断得出结论，本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户

第一部分 华东电网电力市场结构

一、华东电网

华东电网覆盖上海、江苏、浙江、安徽、福建四省一市，是国内负荷密度最高、交直流耦合程度最深的大型同步受端电网，也是全国电力市场化改革的核心试验区域。区域经济产业密集，全社会用电量规模位居全国首位，本地电源以煤电、核电、风光新能源为主，外部大规模接纳西北、西南跨区送来的清洁能源，网架运行与电力市场运行深度绑定。

从整体电网结构来看，华东属于典型强受端特征电网，区域内部供需格局分化显著。安徽、苏北具备相对充裕的本地火电与新能源出力；上海、苏南、浙北是负荷高度集中的长三角核心，本地电源有限，高度依赖省间以及跨区外来电补给；福建依托省内核电、海上风电形成相对独立的子板块，与长三角主网交流联络强度有限。全网电源-负荷逆向分布的格局，决定了区域内存在常态化大规模省间电力流动，也是省内、省间输电阻塞频繁出现的物理根源，直接影响现货市场节点电价的形成。

主干电网架构

华东电网的主干网架建设，主要围绕“特高压区外受电”与“省内 500 千伏双环网”两大核心展开，主干网架构建了一个以“区外特高压直流馈入、区内 500 千伏环网互联”为核心的巨型能源输送枢纽。这一结构不仅决定了全网的安全稳定，更直接塑造了区域电力现货市场节点电价的物理约束边界与价格形成逻辑，是华东电力市场改革与衍生品设计的底层物理基石。

从华东电网分省结构看，江浙沪同属华东电网最强韧的“受端核心环网”。该区域 500 千伏主网架高度互联，区外来电通道（如白鹤滩、锦屏特高压直流）的落点及跨省联络线密集交汇于此，物理阻塞与潮流互济的影响在江浙沪内部体现得最为充分。相比之下，安徽作为典型的“送端”省份，本地负荷低、外送电量高，其价格形成更多受制于外送通道的刚需约束；福建电网则因山地地形导致内部网架呈“长链”结构，且与外省仅通过单点弱连接，相对独立于长三角核心波动。

从需求结构看，江浙沪是全国经济密度最高、负荷最具刚性的区域。江浙沪三地全社会用电量合计占华东区域总量的 60% 以上，且产业结构高度同频（高端制造、外向型经济）。其

负荷曲线受气温、外贸订单的联动影响极其显著，现货价格波动率远超福建和安徽。从定价逻辑来看，江浙沪依托紧密互联的 500kV 环网，电价受区外特高压馈入、过江/省间断面阻塞与制造业同步负荷共同驱动，节点电价联动性强；安徽电价同时兼顾本地负荷与外送通道计划约束，供需平衡存在双向切换，价格锚点更多取决于省间外送协议；福建省内电源自给率高、跨省联络断面容量受限，价格更多由本地核电、水电与省内负荷决定，和长三角核心电价相关性偏低。

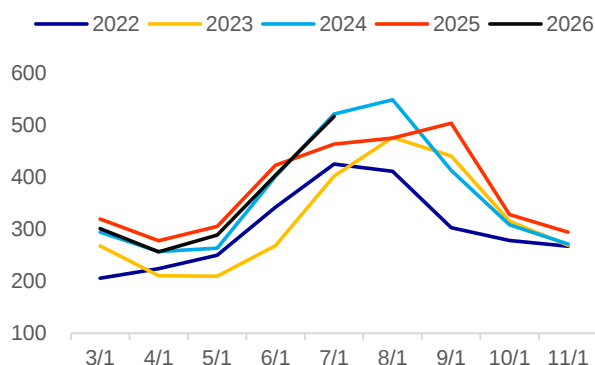
因此，本篇报告研究华东电力市场聚焦江苏、浙江、上海三地，未包含安徽、福建电力市场，核心源于区域电网结构与用电需求结构的显著差异。聚焦江浙沪电力市场，能够精准捕捉华东电力市场最核心的供需博弈与价格发现逻辑，为电力金融衍生品设计提供最具代表性的物理与金融样本。

表 1：江浙沪用电量指标（2025 年）

指标	江苏	浙江	上海
省内发电量	7082.82亿千瓦时	4917.8亿千瓦时（规上）	1091亿千瓦时
全社会用电量	8895.41亿千瓦时	7266.5亿千瓦时	2089亿千瓦时
外受电量	约1813亿千瓦时	约2050亿千瓦时	998.4亿千瓦时
外受电占用电比重	约20%	约28%	47.80%
外受电第一大来源	四川水电（528亿千瓦时）	西南水电（川滇）	西南水电
外受电清洁占比	超50%	54.50%	较高（西南水电+绿电）
外受电以水电为主还是火电为主	水电与火电并重	清洁能源略占优	水电为主

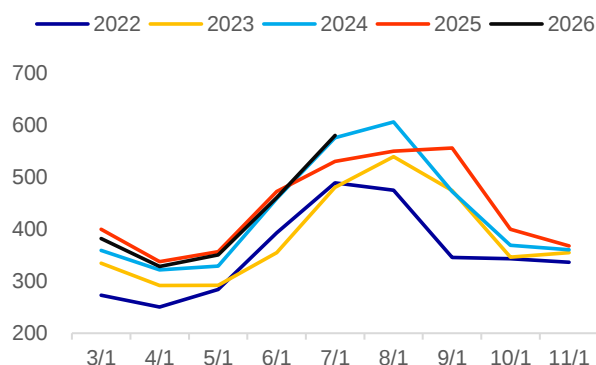
数据来源：银河期货、官网

图 1：跨区域输入华东电网电量（亿千瓦时）



数据来源：银河期货、官网

图 2：江浙沪电网输入电量（亿千瓦时）



数据来源：银河期货、官网

二、江苏电力市场

江苏电网是典型的“强受端、大电源、高密度”交直流混联电网。从地理分布看，江苏电网呈现显著的“南北差异”：苏北地区（徐州、连云港、盐城等）是省内电源富集区，拥有庞大且集中的燃煤机组和快速增长的海上风电基地；而苏南地区（苏州、无锡、常州及南京江南部分等）则是绝对的负荷中心，集中了全省 60% 的工业用电和高端制造业负荷。这种“北电南送”的物理格局，决定了江苏电网全年整体主流潮流由北向南，长江沿线及过江断面成为电网安全稳定运行的关键瓶颈。

江苏电网的主网架以 500 千伏交流输电线路为骨干，电压等级序列完整。全网拥有多座 500 千伏变电站，形成“南北贯通、东西互济”的环网结构。在网架形态上，江苏电网呈现出“苏北电源群-过江通道-苏南负荷中心”的纵向输电走廊特征，这一特征直接决定了省内电力现货市场对长江断面阻塞的敏感性。

区外受电通道（外部主动脉）

江苏是华东电网重要的受端省份，区外来电占全社会用电量的比例稳定在 20%~30%。江苏电网通过±800 千伏特高压直流工程（如锦屏—苏南、白鹤滩—江苏等）承接西南水电；同时通过 1000 千伏淮南—南京—上海特高压交流工程，引入安徽煤电基地电力，并依托三华联网实现跨区功率互济。西南水电类特高压直流落点集中于苏南，西北、内蒙古外来直流落点主要布局在苏北及苏中沿江地区，不同通道的外来电力分区域送入省内网架。

省内 500 千伏主环网（纵向躯干）

江苏 500 千伏主网架以长江形成南北潮流天然分界，依靠江阴、苏通、南京三桥等多条 500 千伏过江输电通道实现跨江互联（历史上江苏电力市场曾以此南北断面设置江南、江北分区电价，当前现货市场采用全电网节点电价机制）。这些过江断面是江苏电网的“咽喉”，输电稳定限额决定苏北电能向苏南输送上限。迎峰度夏、迎峰度冬阶段，苏南负荷高企叠加苏北电源满发，过江断面潮流极易逼近稳定限额、产生输电阻塞，系统需要启动苏南本地高成本燃气机组顶峰，进而造成江南、江北节点电价显著分化。

电源与负荷的错位布局

江苏电网电源布局呈现“北多南少”特征。苏北拥有徐州、连云港大型煤电基地，盐城、南通沿海海上风电集群；苏南本地电源以燃气机组、分布式光伏为主；田湾核电坐落于苏北连云港，在承担全省基荷的同时，其稳定出力有效缓解了苏北火电的调峰压力，并可通过跨江通道持续支援苏南负荷中心。负荷侧，苏南聚集电子信息、高端装备等先进制造业，负荷密度高且用电波动特征明显。这种源荷错位格局，使江苏高度依赖跨江输电以及跨省跨区外来电，对输电通道安全稳定提出较高要求。

苏锡常宁 Hub（苏南）节点加权电价

江苏电力市场发电侧采用节点电价，用户侧采用全省统一加权电价，但苏锡常宁 Hub 节点加权电价，兼顾市场效率与实体产业需求。从底层逻辑看，苏锡常宁集中了江苏 60% 的高端制造业用电负荷，四市负荷特性高度同步，加权电价可平滑单个节点的局部阻塞价差，避免苏州工业园区等负荷密集区因临时检修、断面受限出现价格极端波动，为全省电力交易提供稳定的基准价格锚点，也适配江苏用户侧统一加权电价的规则设计，大幅降低结算复杂度。从服务实体产业看，苏锡常宁是长三角高端制造核心区，电子信息、集成电路、新能源等产业对用电成本可预期性、供电稳定性要求极高，加权电价让企业能更精准预测用电成本，开展中长期套保锁定生产预算，同时稳定的价格信号可引导储能、虚拟电厂等调节资源精准布局，匹配高端制造的连续生产需求。

苏锡常宁 Hub 节点加权电价还可作为长三角跨省电力金融衍生品的参考锚点，与浙江和上海电价形成联动，服务长三角区域电力市场协同发展（与美国 PJM 电网西部枢纽显著不同点在于，江浙沪电网分属三个完全独立的电气调度区，而 PJM 电网处于同一个完整的电气调度区）。

表 2：江苏外省来电通道

来源方向	通道	电量	电源类型
四川水电	锦屏—苏南、白鹤滩—江苏两条±800千伏直流	528亿千瓦时	水电（清洁）
华北、蒙东	雁门关—淮安、锡盟—泰州两条±800千伏直流	约700亿千瓦时（推算）	煤电为主+新能源约40%
其他省间互济	500千伏交流联络线等	约585亿千瓦时（推算）	混合

数据来源：银河期货、官网

表 3：江苏高端制造业用电量较快增长

行业	2025年全国增速	江苏
计算机/通信和其他电子设备制造业	高速增长	2025年江苏单省突破500亿千瓦时，超越钢铁化工成为全省最大用电行业
汽车制造业	10.90%	新能源整车制造增速高达25.7%，是增速最快的细分行业
电气机械和器材制造业	较快增长	光伏组件、锂电池、电机等新能源设备制造拉动
通用设备制造业	8.70%	工业自动化、机器人等带动
仪器仪表制造业	7.60%	精密制造用电稳步增长
高技术及装备制造业	6.40%	制造业正在向知识密集、创新驱动、绿色低碳的高端化方向坚定迈进

数据来源：银河期货、官网

三、浙江电力市场

浙江省内 500 千伏电网构成网格化分区骨干，形成清晰的分区输电格局。从长远网架形态看，浙江电网以西部纵贯南北的特高压交、直流网架为主干，北部杭嘉湖、浙东沿海宁绍北、南部台温三大 500kV 分区网架为受端支撑，为全省经济社会发展和城乡建设提供充足电力供给。

西部纵贯南北的主干线

浙江西部走廊是全省特高压交、直流线路的集中通道，纵贯南北。皖电东送（淮沪）1000kV

特高压交流落地浙北安吉站；白鹤滩-浙江直流受端钱塘江（浙北）换流站坐落于浙北杭州临平；灵绍±800kV 直流受端位于绍兴；甘浙特高压直流受端越州换流站设置在绍兴上虞（在建）；浙福特高压交流工程（闽浙联网通道）自浙北起，经衢州、丽水向南联通福建。多条特高压线路依托浙西走廊纵穿全省，承担外来电接入与省内南北电力互济的核心功能。

浙北杭嘉湖电网

杭嘉湖区域负荷密集、500kV 网架稠密，集中了全省超三成用电需求。该区域是皖电东送、白鹤滩直流等跨区外来电的主要落点，迎峰度夏、度冬高峰时段，内部 500kV 断面阻塞问题频发。长兴 500 千伏变电站等枢纽工程持续补强区域网架，保障外来电高效消纳与省内分配。

浙东沿海宁绍北电网

宁绍北电网覆盖宁波、绍兴中北部及舟山，是全省电力东西互济的关键枢纽。区域内布局镇海大型火电基地，集聚临港石化、钢铁等高耗能负荷；越州换流站（绍兴上虞）作为甘浙直流受端，接入该片区电网。随着浙中—浙南 500 千伏配套工程落地，区域穿越潮流控制能力持续提升。浙东沿海板块负荷体量巨大，同步布局大型电源集群，呈现强电源、强负荷并存的交互型受端枢纽特征。

浙南台温电网

台温电网为浙江南部受端电网，北向输电通道容量约束显著，是浙江东部沿海核电带的核心承载区域，本地电源出力对区域电力平衡影响突出。浙西南衢丽方向推进丽西变等网架工程，打通福建电力入浙通道，作为浙闽电力互济枢纽，同步为台温电网提供西向电力支撑。

整体结构矛盾

浙江电网面临的核心结构性矛盾是新增电源与负荷的逆向分布——用电负荷高度集中在浙北环杭州湾地区，而新增核电、海上风电等电源主要布局在浙东南沿海，“新增电源在浙南富集但送出受限、浙北负荷密集但依赖外来电和区外输入”的格局突出。2026 年 4 月开工的 1000 千伏特高压交流环网工程（总投资 293 亿元），正是为了将现有“T 字型”网架闭合为“O 字型”大环，从根本上打通浙北、浙中、浙南的电力大循环，使“E”字形网架的三条横线与西部纵贯主线之间的电力交换更加顺畅。

浙北（杭嘉湖）与苏南（苏锡常宁 Hub）月度电价高度相关

在华东电网“强受端”负荷结构的共同背景下，浙北（杭嘉湖）与苏南（苏锡常宁）的

月度电价相关性极高，核心由深层电网物理逻辑决定。首先，两地在网架上同属华东 500 千伏主环网核心受端，多个特高压交直流通道在此馈入区外来电，本地基荷电源不足以覆盖全部负荷需求；区域电价的价格上限，由省内边际机组成本与跨省跨区输电通道可用容量共同约束。其次，两地负荷特性具有较强的区域同步性。苏南以高端制造（电子、半导体、精密机械）为主，浙北则呈现制造业与数字经济混合的密集型经济结构，夏季空调负荷与工业负荷的叠加效应在长三角地区高度同步，供需紧张时段现货出清价格易联动上涨。最后，在电价形成机制上，两地均以燃煤机组作为主要边际定价者，决定日前价格的核心驱动——动力煤价格波动，传导方向基本一致；但受煤源结构、运输路径和长协比例差异影响，实际到厂煤价存在区域价差，价格传导的幅度和时滞并非完全一致。对于短时、脉冲式跨省断面阻塞，其价格冲击在月度均价维度会被大幅熨平；仅持续性的长期输电阻塞才会带来稳定价差，使得两地电价月均价走势长期保持高度相关。

表 4：浙江外省来电通道

来源方向	通道	电量/规模	电源类型
四川/云南水电	溪洛渡左岸—金华、白鹤滩—浙江两条±800千伏直流	约600—700亿千瓦时（推算）	水电（清洁）
宁夏风光+火电	灵州—绍兴±800千伏直流	计划510亿千瓦时	新能源+煤电混合
安徽火电	"皖电东送"两条特高压交流	约400—500亿千瓦时（推算）	以煤电为主
福建核电+火电	"闽电北送"特高压交流	约200—300亿千瓦时（推算）	核电+煤电
其他省间现货/临时交易	省间现货市场等	超103亿千瓦时（截至10月）	随行就市

数据来源：银河期货、官网

四、上海电力市场

上海电网是华东区域典型的超大型城市受端电网，网架密度与供电可靠性位居全国前列。本地缺乏煤炭、水力等传统一次能源资源，电源结构以燃煤机组为基荷主体，燃气机组为调峰与顶峰主力，配套一定规模分布式光伏。电力供给高度依赖跨省、跨区外来电，外来电占全社会用电量比重近年维持在 45%~50%之间（2025 年达 47.8%，迎峰度夏高峰时段接近

50%)，且呈逐年上升趋势。负荷层面呈现鲜明的城市型特征，以高端服务业、科创产业、商业楼宇及数据中心负荷为主体，工业负荷占比显著低于苏南、浙北地区，用电波动主要由夏季空调负荷、季节气温变化及外部送电能力决定，整体供需结构外生性极强。

区外受电通道（外部主动脉）

上海主干网架依托上海电网“五交四直”的市外受电通道格局获取外部电力。交流侧包含 2 条 1000 千伏特高压交流工程：淮南—南京—上海（淮沪 I 回）、淮南—皖南—上海（淮沪 II 回），二者合环接入华东特高压交流环网，入沪终端为青浦区练塘 1000 千伏变电站；其余三条为 500 千伏省际联络线，与江苏、浙江主网实现常态化功率互济、潮流灵活调配。直流侧，上海拥有四条落地跨区直流通道：葛南直流（±500 千伏，葛洲坝→上海南桥，现已退役）、宜华直流（±500 千伏，湖北宜昌→上海华新）、林枫直流（±500 千伏，湖北团林→上海枫泾）、复奉直流（±800 千伏，四川宜宾→上海奉贤），远距离吸纳西南及华中水电，共同构成多元化跨区供电体系。

500 千伏主网架（纵向躯干）

上海市内骨干电网以 500 千伏城市双环网为核心主体，依托多座 500 千伏枢纽变电站划分独立供电分区，全面覆盖中心城区、临港、张江等重点产业片区。整体网架布局紧凑、互联度高、冗余充足，具备分区间灵活互济与应急支援能力。截至 2025 年底，上海 500 千伏骨干网架已形成“双环十一通道”格局，“十五五”期间将持续推进网架升级，建成“双环十二通道”主干体系，进一步提升全网潮流调控与资源优化配置能力。220 千伏及以下配电网层级细密、架构完善，主要承担终端负荷分配与就地供电保障功能。上海 500 千伏主干网整体安全裕度高、运行稳定性强，但在迎峰度夏极端负荷高峰、特高压外来通道检修窗口期，主干断面潮流易逼近稳定限额；同时临港等新兴高增长负荷片区，用电尖峰时段存在局部供电承压、断面受限的情况，是本地现货电价短期冲高的重要物理诱因。

上海与苏南（苏锡常宁 Hub）月度电价高度相关

上海电力市场网架与供需禀赋决定了上海电价与苏南苏锡常宁电价月度均价高度相关，相关系数长期处于高位。核心逻辑主要有三点：一是两地同属长三角特高压环网核心受端集群，共享跨区外来电资源，外部供电约束与全网供需节奏完全同步；二是边际定价机制一致，供需紧张时段均以省内火电、燃机为边际定价电源，共同锚定煤价成本驱动逻辑；三是月度维度可充分熨平短时、局部断面阻塞带来的价差扰动，仅保留全网共性价格波动。虽上海工

业负荷占比更低，但宏观供需、成本与网架联动的高度同质化，让两地电价走势长期同频共振，具备极强的市场联动与交叉套保基础。

表 5：上海外省来电通道

来源方向	通道	电量/规模	电源类型
西南水电	向家坝—上海、溪洛渡—浙北（转送上海）等	占外受电的主要份额	水电（清洁）
各区省绿电	跨区直流通道（8条路径组合）	绿电交易91.85亿千瓦时（同比+79.4%）	风电+光伏
华东区域内互济	江浙皖省间联络线	约9亿千瓦时（区内省间绿电）	新能源为主
常规火电	多条跨区通道	剩余份额（推算约400—500亿千瓦时）	煤电+气电

数据来源：银河期货、官网

表 6：长三角主要用电区域分析

指标	苏南（苏锡常宁）	浙北（杭嘉湖）	上海
全社会用电量	4435亿千瓦时	约2330亿千瓦时	2089亿千瓦时
工业用电量	约2895亿千瓦时	约1376亿千瓦时	约1019亿千瓦时
工业用电主要行业	电子信息（苏州）、集成电路（无锡）、新能源汽车及动力电池（常州）、电子设备及其零配件制造	化纤及纺织服装（嘉兴、杭州）、数字经济及互联网（杭州）、高端装备及汽车零部件（杭州/嘉兴）、新能源电池及材料（湖州）	集成电路及人工智能（临港）、汽车制造（嘉定/临港）、船舶及高端装备（长兴岛）
增速最快的行业	新能源汽车及锂电池制造（常州）、算力/通信设备及电子设施（苏州/南京/江南）	数据中心/算力设施、新能源汽车零部件、新能源电池材料（湖州）	数据中心/AI算力、半导体晶圆制造、智能网联汽车（临港）
负荷特性与市场影响	苏南高端制造与外贸订单深度绑定；南京工业的稳定性与电子产业负荷密度极高，主导现货基荷负荷。	传统轻工（化纤）与数字经济（算力）双轮驱动，外贸及互联网需求波动影响大，是折扣电价的核心动因。	典型"纯受端"结构，工业负荷占比低，三产（写字楼、数据中心）和居民负荷主导每日峰谷波动，受外受LNG气价波动影响大。

数据来源：银河期货、官网

第二部分 华东电力市场交易结构与定价机制

一、华东电力现货市场交易结构

电网代理购电价格

针对暂未直接参与电力市场的工商业用户，由电网企业作为代理方，统一在电力中长期、现货、月内市场采购电量，每月核算形成的终端购电结算电价。该价格按月动态发布，由保量保价基础电量和市场化采购电量两部分电量加权平均得到，是零售侧面向代理工商业用户的月度结算电价，也是实体工商业主体暴露的核心浮动成本

在电网公司的月度《代理购电价格公告》中，完整的终端用户电价公式为：

$$P_{\text{终端}} = P_{\text{代理购电}} + P_{\text{上网环节线损}} + P_{\text{系统运行费用}} + P_{\text{输配电价}} + P_{\text{政府性基金}}$$

其中，核心波动项“代理购电价格”的数学公式为：

$$P_{\text{代理购电}} = ((Q_{\text{优先}} \times P_{\text{优先}}) + (Q_{\text{市场化}} \times P_{\text{市场化}})) / Q_{\text{总代理购电}}$$

$Q_{\text{优先}}$ ：优先发电电量（核电、水电、新能源等，价格固定）。

$Q_{\text{市场化}}$ ：市场化采购电量（含年度长协、月度竞价、现货偏差）。

$P_{\text{市场化}}$ ：受煤价、气价及现货供需驱动的市场化加权均价。

代理购电价格本质是“固定保量基数+浮动市场缺口”的加权混合电价，其设计初衷是平稳市场化转型过程中中小工商业用户的电价冲击，同时逐步实现批发价格向终端传导。保量保价电量锁定大部分基础用电成本，这部分电量价格稳定，不受现货市场短期涨跌影响；当用户月度总负荷超过核定保量基数，超出部分必须由电网在电力批发市场实时采购，这部分市场化采购电量的价格跟随省内现货、跨省交易价格波动，是整个代理购电价格波动的唯一来源。

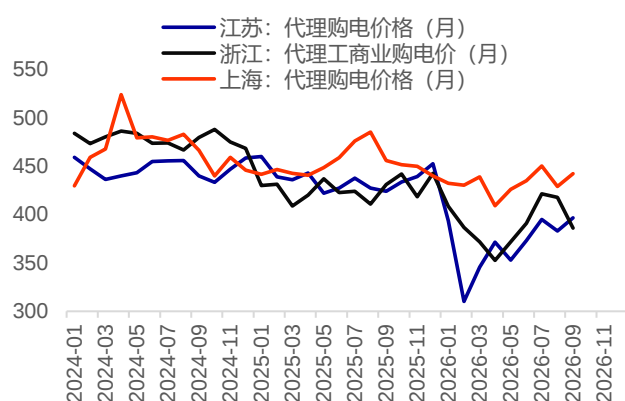
长三角电网代理购电价格特征

从江浙沪代理购电价格横向对比可见，三省代理购电价格整体趋势高度同步，反映长三角受端电网共用外来电通道、负荷同频，供需大环境一致；但局部时段会出现明显价差，根源在于省内供需、省内阻塞、本地电源结构差异，典型如 2026 年初江苏价格出现深度下探，体现省内现货市场独立出清带来的区域分化。江苏季节性价格走势进一步展现其季节性规律：每年夏冬负荷高峰，用电缺口扩大、市场化采购电量占比抬升，推高加权后的代理购电价格；春秋负荷淡季，缺口电量收缩，代理电价回落。

代理购电是过渡性安排而非永久制度。政策明确要求不断缩小代理购电范围——随着用户交易能力提升，应逐步退出代理购电、直接入市。代理购电机制的底层理念是渐进式市场化：一方面用保量保价电量守住中小工商业的基础成本底线，避免现货极端尖峰直接冲击实体经济；另一方面，负荷增量、超基数缺口全部交由市场定价，让电力供需信号向终端用户传递，倒逼用户优化用电、开展需求响应，同时催生了零售侧的价格风险管理需求，为电力衍生品提供实体产业套保场景。

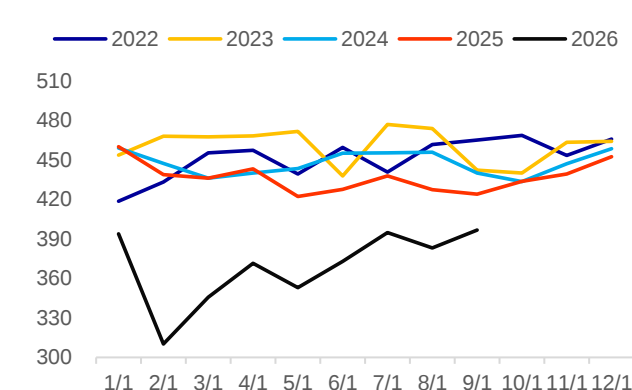
华东电网上市电力期货大概率以江苏电网批发侧电能量价格为基准、或者以苏锡常宁 Hub 节点加权电价为基准，前者只能服务江苏电力套保实体企业，但后者可以更好服务长三角地区受国内经济周期和海外订单驱动的海量制造业群体提供套期保值的工具。

图 3：华东江浙沪电网代理购电价格（元/兆瓦小时）



数据来源：银河期货、官网

图 4：江苏电网代理购电价格（元/兆瓦小时）



数据来源：银河期货、官网

电力衍生品能较好解决实体企业风险

电力衍生品的落地，有望补齐江浙沪受端电力市场的风险转移短板。标准化电力衍生品可为多元市场主体提供规范化套期保值工具：售电主体可借助衍生品提前锁定中长期采购成本，制造业、算力中心等大工业用户平滑月度用电支出波动，将难以预判的现货价格冲击转化为可控、可预算的金融对冲成本。更为关键的是，衍生品市场的价格发现功能，能够为发电侧、负荷侧形成连续、理性的远期价格预期，缓解受端电网夏冬负荷高峰阶段“峰期抢购、谷期减负荷”的短期非理性交易行为，引导负荷侧主动优化用电时序，进而提升长三角区域电力系统整体资源配置效率。

江浙沪电力价格波动的背后，是能源结构转型与市场化改革双重逻辑的叠加。江苏以煤电为边际定价主力，价格受动力煤成本主导；浙江核电与外来水电占比高，价格相对平稳，但受省内输电阻塞影响显著；上海则高度依赖气电调峰与跨省外来电，LNG 价格波动与通道容量约束直接传导至终端电价。

随着电力衍生品（本文采取苏锡常宁 Hub 节点加权电价）工具逐步落地，叠加容量机制、辅助服务市场、省间阻塞管理机制协同完善，江浙沪电力市场有望由现货价格被动波动驱动，转型为远期风险管理与多维度价值发现双轮驱动成熟受端市场，为全国统一电力市场下大型负荷中心的衍生品体系建设，提供可参照的实践样本。

表 7：国内电力市场相关文件

时间	政策文件	核心内容
2022年1月	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	首次提出建设全国统一电力市场体系的阶段性目标，明确2025年初步形成全国统一电力市场，2030年基本建成。
2023年9月	《电力现货市场基本规则（试行）》	规范电力现货市场运行，明确日前、日内、实时电能交易的组织方式和价格形成机制。要求各省在2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，为后续电力期货提供现货价格基准。
2024年2月	《电力市场运行基本规则》	统一电力市场基础规则，明确发电侧与用户侧双向报价机制，推动电价由市场供需决定。首次将虚拟电厂、独立储能等新型主体纳入市场参与范围，为电力期货标的物设计提供依据。
2026年2月	《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》	明确阶段性目标：2030年市场化交易电量占比达70%，各类型电源和非保障性用户全部直接参与市场；2035年全面建成统一市场体系。要求现货市场2027年前转入正式运行，推动发用两侧“全面报量报价”。
2026年6月	证监会主席吴清在陆家嘴论坛表态	明确支持推进电力期货研发，将其界定为“基础性、战略性期货品种”。强调电力期货需服务全国统一电力市场建设和新质生产力发展，重点解决电价波动风险对冲问题。

数据来源：银河期货、官网

长三角电网代理购电市场化采购电量

代理购电业务的底层逻辑，是电网企业作为购电代理人，承接未直接进入电力市场签约的工商业用户用电负荷。电量分为两部分：优先固定电量（保量保价基数）和市场化采购电量。优先电量价格事前锁定，波动风险极小；市场化采购电量，需要逐月跟随实际负荷缺口，在省内现货市场、跨省交易市场动态买入，属于边际增量电量。

采购量的月度波动本质是现货风险敞口的动态平仓过程

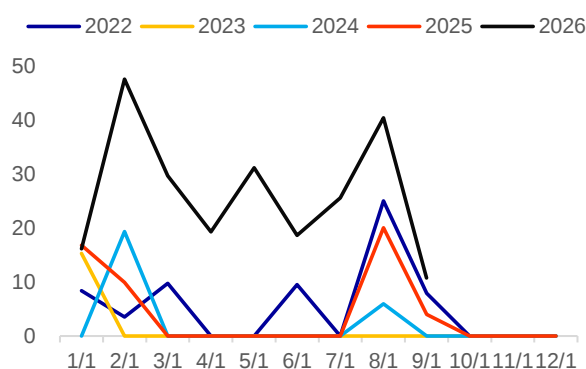
季节性脉冲特征（江苏 2 月、8 月，浙江 7-8 月峰值）对应夏季制冷、冬季取暖负荷飙升带来的尾部风险暴露：此时长协覆盖的基础负荷无法满足边际需求，必须通过现货市场采购

补充，采购量峰值阶段，往往更容易出现现货价格高波动。（市场化采购电量是事前预测的边际偏差电量，采购规模大不必然等于现货价格冲高，若区域新能源大发、跨区通道供给充足，高峰阶段现货价格仍可能维持低位。）

上海年末采购量跳升的特征，则对应年末制造业订单赶工、寒潮负荷叠加带来的额外敞口，反映的是需求端突发波动带来的头寸调整需求。这类敞口调整不带有投机属性，是电网代理购电平抑供需偏差的刚性操作，本质是依托现货市场流动性完成偏差敞口的最终出清。

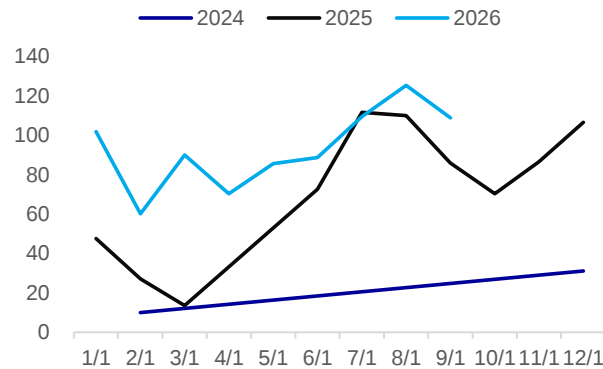
电网代理购电中的市场化采购电量反映了保量保价基数电量与市场化电量之间的动态平衡关系。在电力衍生品风险管理体系中，该指标是衔接批发侧现货价格与零售侧终端成本的关键桥梁。采购量的绝对值反映区域现货敞口规模，是工商业用户调整套保比率的核心参考：当采购量持续高于历史均值时，意味着长协覆盖率不足以覆盖实际用电波动，需要适度提高套保比例；采购量的月度波动率反映现货市场的流动性风险：波动率越高的区域，现货价格出现尖峰、负电价等极端行情的发生概率越高，对应的风险溢价要求也更高。

图 5：江苏：市场化采购：电量（亿千瓦时）



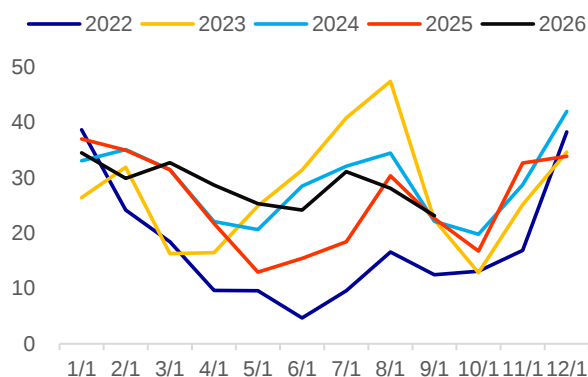
数据来源：银河期货、官网

图 6：浙江：市场化采购：电量（亿千瓦时）



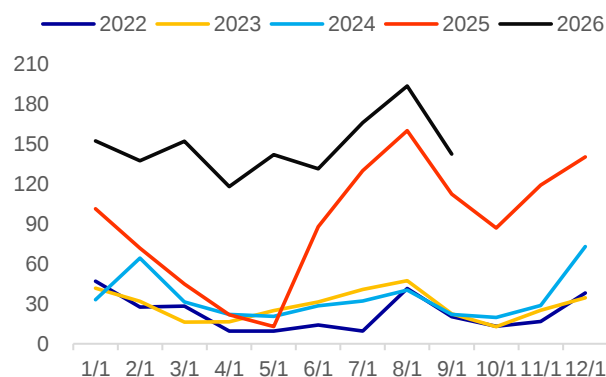
数据来源：银河期货、官网

图 7：上海：市场化采购：电量（亿千瓦时）



数据来源：银河期货、官网

图 8：江浙沪：市场化采购：电量（亿千瓦时）



数据来源：银河期货、官网

从趋势看，浙江省代理购电盘中的市场化采购电量比例，由 2024 年约 10%快速上行，2026 年达到 60%-80%区间，是江浙沪三地代购电成本对现货价格传导敏感度最高的省份；江苏省在 2022 年、2025 年出现两轮明显峰值（50%-60%），敞口波动显著；上海市市场化采购比例维持在 20%-50%区间，整体增长节奏相对平缓。

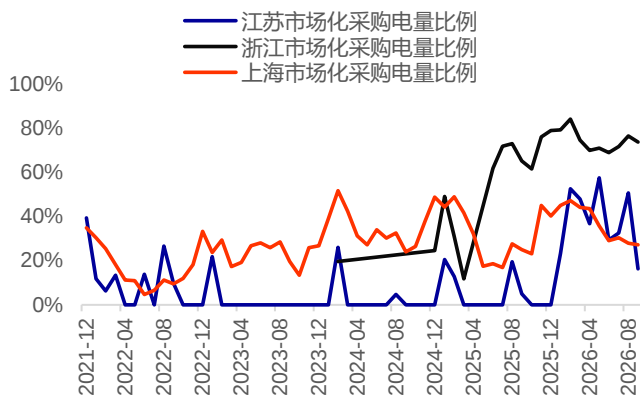
该分化格局根源在于优先发电资源分配与外来电落地结构的差异。浙江作为国内现货市场先行试点省份，核电、浙西南水电等优先发电量及低价跨省外来电，大量定向保障居民、农业及直接交易大用户，分配至电网代理购电盘子的低价电源有限，代购缺口高度依赖市场化火电与省间现货补足。江苏代理购电呈现迎峰度夏、迎峰度冬季节性双峰特征，代购电自身的年度长协优先覆盖了中小工商业的基础负荷，而市场化采购主要匹配季节性尖峰电量缺口，使得其市场化敞口具备极强的季节性脉冲特征。

长期来看，江浙沪电力市场化改革的目标是逐步由计划电量分配模式转向以市场机制发现价格。代理购电市场化采购占比越高，终端购电成本对现货价格的敏感性越强；LNG、煤炭等燃料价格通过边际机组出清机制向节点电价传导，放大工商业主体的购电成本不确定性。

在此背景下，电力衍生品（或苏锡常宁 Hub 节点加权电价）上市具备重要战略价值，可为发电企业、售电公司、终端大用户提供标准化价格对冲工具。对于浙江这类市场化敞口高、电价波动显著的区域，电力衍生品能够为市场主体提供风险管理工具，稳定经营预期；对江苏、上海而言，电力衍生品可为中长期双边交易提供公开透明的远期价格基准，支撑市场化比例稳步、可控地推进。电力衍生品与现货、中长期市场协同，将完善华东受

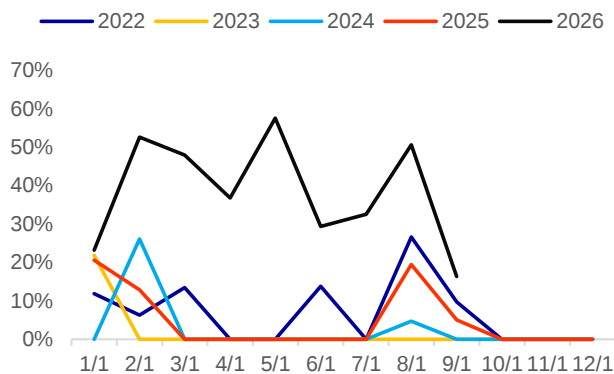
端市场风险管控体系，助力区域对接全国统一电力市场建设。

图 9：江浙沪市场化采购电量比例



数据来源：银河期货、官网

图 10：江苏市场化采购电量比例



数据来源：银河期货、官网

二、长三角电力现货市场定价机制

多燃料耦合与边际定价：煤、气及外来电对江浙沪电价的锚定效应

江浙沪电力市场作为华东电网的核心受端枢纽，其价格形成机制呈现出鲜明的“多燃料耦合、源网荷高度错配”特征。与广东高度依赖 LNG 气电的单一“气电耦合”不同，江浙沪的电价锚定效应是通过动力煤成本、LNG 气电顶峰成本以及跨省外来电成本三者共同作用的结果。这种联动并非简单的成本叠加，而是通过边际机组出清、高比例长协平滑以及政策边界约束三重机制深度耦合，构成了江浙沪现货及中长期市场定价的底层逻辑。

从边际定价机制看，江浙沪的燃料传导路径存在显著的省域分化。江苏以煤电为主导基荷，其边际出清价格高度锚定国内动力煤现货价格，气电仅在迎峰度夏的极短时段充当边际机组；浙江因核电与浙西南水电占比高，基荷成本相对刚性，但在负荷高峰期，其边际定价仍受煤电主导，并间接受跨省外来电成本约束；上海则是典型的纯受端结构，本地火电发电量占比极高且气电调峰占比大，因此国际 LNG 到岸价与跨省特高压通道容量共同构成了上海电价的最终“天花板”。

传导机制的核心在于“中长期合约的金融缓冲效应”与“现货价格限价机制”的叠加。江浙沪工商业电量的中长期合约覆盖率普遍保持在 90%左右，绝大部分用电量通过年度、月度双边协商提前锁定价格，有效钝化煤价、气价向终端购电成本的即期传导。同时，两套

价格约束形成双层平滑：一方面，国家发改委对电网代理购电设置“燃煤基准价 $\pm 20\%$ ”零售端浮动限制，约束终端用户电价波动幅度；另一方面，浙江现货市场配套特有的“二级限价”机制，直接约束现货市场出清价格，平抑极端尖峰脉冲。这套组合设计保障了实体产业用能成本稳定，但也造成现货价格与燃料成本之间呈现显著的“非对称传导”特征。

从风险视角看，江浙沪电价的核心风险源并非单纯来自燃料价格波动，而是来自“多源成本传导路径的错配”。对于售电公司和大用户而言，利用衍生品套保不仅需要紧盯动力煤与 LNG 的比价关系，更需精准预判跨省输电断面阻塞概率和中长期合约履约率的动态变化。未来，随着电力衍生品的上市，江浙沪市场有望将“多燃料耦合”带来的非对称价格风险，转化为标准化、可精细对冲的金融成本，从而平抑系统性风险，优化华东区域电力资源的跨期配置效率与抗风险韧性。

江苏统调电厂发电量和集中竞价电量

统调发电量是指纳入省级电网调度机构统一调度的所有机组（含煤电、气电、核电及大型新能源）的实际发电量，反映全省电网的物理供需总量；**中长期集中竞价成交电量**，是市场主体在电力交易平台开展中长期集中撮合交易的成交规模，属于中长期合约体系的组成部分，常被市场主体用于基础长协之外的仓位调整、增量电量采购。电网代理购电的市场化采购电量，可通过集中竞价、挂牌等多个市场化交易渠道完成，集中竞价成交规模是其重要组成部分；集中竞价成交电量与对应出清价格，共同构成中小工商业用户代理购电电价批发侧边际成本的关键变量。

基本面驱动与预期对冲：江苏发电量在每年 2 月（春节后复工与寒潮叠加）和 8 月（迎峰度夏）呈现显著的季节性脉冲，是用电负荷波动在发电侧的客观映射，也是现货市场供需格局变化的物理表征。月度集中竞价成交量的放大，体现市场主体在季节性风险来临前，于月前市场补充锁定边际合约电量，对冲高峰时段现货价格暴涨风险的操作。整体而言，季节性供需缺口越大、现货价格不确定性越高，市场主体通过月度集中竞价补足电量仓位、锁定购电成本的意愿越强。

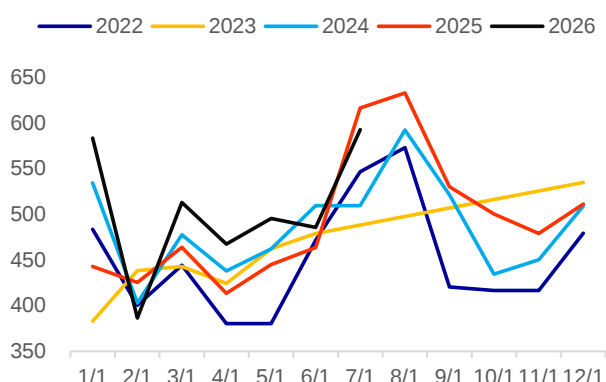
售电公司构成电力市场核心的“风险蓄水池”中介机制。在中长期市场中，售电公司是集中竞价交易最主要的购方主体，集中竞价场内成交规模基本由售电公司的补库、调仓需求驱动。售电公司通过年度、月度中长期双边协商与集中竞价合约，从发电侧批量锁定远期电

量，再分层分销至不具备独立交易能力的中小工商业用户。在这一模式下，售电公司承接了上游电源侧燃料与出力波动风险，同时主要吸纳下游用户负荷预测偏差与现货价格波动带来的边际敞口，在发电端与用电端之间构建起稳固的金融风险缓冲层，平抑了终端实体企业的用能成本波动，也成为电力期货、期权等衍生品最核心的机构套保主体。

价格发现与预期管理：中长期集中竞价不仅仅是物理电量的分配，更是市场对未来电力供需格局的集体定价。供需双方在竞价中的报价博弈，能够反映市场参与者对未来供需的预期，为市场提供远期价格信号，帮助市场主体形成合理的价格预期并指导交易决策。

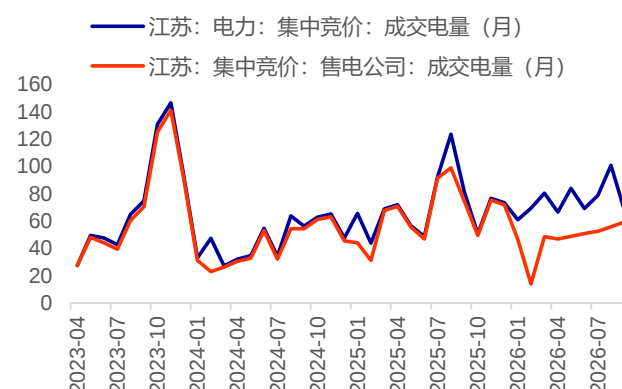
风险管理与成本锁定：通过年度双边协商与月度集中竞价等多层次中长期交易，市场主体可以将全年或当月电量以合约价格锁定，平滑季节性价格波动对经营成本的影响。这种风险管理机制使实体工商业能够在面临能源价格剧烈波动时，提前锁定核心生产成本，规避现货价格暴涨带来的财务冲击，保障实体经济的稳健经营与长期规划。

图 11：江苏统调电厂发电量（亿千瓦时）



数据来源：银河期货、官网

图 12：江苏电力集中竞价成交电量（亿千瓦时）



数据来源：银河期货、官网

高比例电力市场化下的价格形成机制

在电力期货风险管理框架下，省内中长期合约覆盖率构成市场防御体系的“基本盘”。江苏与浙江两省电力市场化电量中长期合约覆盖率高达 90%，隔离了绝大部分现货价格波动对实体产业的直接冲击。这一机制与衍生品风控中“高覆盖率对冲”底层逻辑相通：借助合约将未来购电价格锚定在可控区间，压缩暴露于现货市场的绝对敞口规模。然而省内中长期合约主要对冲跨期价格风险，无法消纳空间断面阻塞带来的地域基差，也难以覆盖日内负荷

预测偏差形成的时段错配风险。

从电量形成机制看，两省均将省内中长期净合约作为市场压舱石。2025 年江苏省内中长期净合约约 4450 亿 kWh，省内市场化用电量 4944 亿 kWh；浙江省内中长期净合约 3722.62 亿 kWh，省内市场化用电量约 4100 亿 kWh，两省省内中长期覆盖率均稳定在 90%。中长期合约在现货市场中普遍以差价合约（CfD）形式执行：实际发电量全量按所在节点现货价格结算，合约电量则按合约价与现货参考价的差价进行现金结算。这一机制在金融逻辑上与电力衍生品的风险对冲相通——均通过锁定价格与现货价差来管理敞口，但中长期合约属于市场内生的场外风险管理工具，与标准化期货、期权存在制度差异。（结算电费=实际发电量×所在节点现货价+合约电量×（合约价-现货参考价））

两省同为华东强受端电网，区外来电是市场供给的重要变量，也是跨区域电价风险的核心来源。2025 年江苏全口径区外净受入电量约 1900 亿 kWh，占全社会用电量 21%；浙江全口径区外净受入电量约 2050 亿 kWh，占全社会用电量 28%。区外来电包含跨区保量保价计划电量与市场化跨省交易电量。从风险传导机制看，省间通道输送限额、西南水电来水及送端新能源外送出力波动，会改变省内供需格局，驱动全省统一结算点基准价格变动，该类基准价格风险可通过中长期差价结算对冲；而江苏过江断面、浙北断面的省内输电阻塞，会造成区域内潮流不均衡，催生局部节点相对基准价格的电价溢价。省内断面阻塞形成的节点基差，叠加负荷与发电预测偏差带来的偏差敞口，是标准化中长期差价合约难以完全覆盖的风险，也正是未来电力期货、期权等衍生品实现精细化风险管理的关键突破口。

从风险管理视角，这套市场结构存在两层风险含义。第一，90%高比例中长期锁定，意味着工商业用户绝大部分用电成本提前锁定，暴露在现货市场的仅 10%偏差电量，现货价格波动对整体购电成本冲击有限；但当输电阻塞、极端负荷等事件推高现货节点电价时，偏差部分会产生显著边际损益，这部分正是电力衍生品的对冲目标。第二，苏、浙外来电占比高，两省负荷中心电价相关性强，但跨省、省内断面阻塞会造成节点价差分化。

若推出以苏锡常宁节点加权电价为标的电力衍生品，能够对冲苏锡常宁制造业主体在现货偏差电价上的系统性风险（但仍需承担江苏全省统一结算点与苏锡常宁 Hub 之间的结构性基差）；浙北用户使用该合约属于交叉套保，断面阻塞带来的基差风险无法消除。整体而言，国内电力市场“中长期打底、现货管偏差”的制度框架，决定电力衍生品不是用来对冲全部用电量价格，而是针对现货偏差电价、节点阻塞溢价这类边际风险设计的风

险管理工具。

表 8：江苏浙江电力中长期市场化电量

指标	江苏 (亿 kWh/%)	口径说明	浙江 (亿 kWh/%)	口径说明
省内中长期合约	约 4450 (测算)	年度交易3282.2亿kWh为江苏电力交易中心官方公示；月度/月内部分按中长期覆盖率约90%反推。江苏政策要求"中长期交易电量不低于市场交易总电量的90%"	3722.62	浙江电力交易中心《2025 年浙江电力市场年报》：省内中长期净交易电量（发电侧净卖出、用户侧净买入）
省内市场化用电量	4944	江苏电力交易中心发布的 2025 年分月结算电量合计（含中长期及现货偏差结算电量），口径与"全省市场直接交易用电量"一致	约 4100 (测算)	按浙江 "中长期交易电量占比原则上不低于 90%" 反推 ($3722.62 \div 0.9 \approx 4136$)；官方未单列该口径全年确数
省内中长期覆盖率	约 90%	$4450 \div 4944 \approx 90.0\%$ ，符合江苏中长期占比不低于90%的规则要求	约 90%	浙江交易规则明确 "原则上中长期交易电量占比不低于 90%，其余通过现货市场交易"
全口径区外总受入电量（净受入）	约 1900 (测算)，其中市场化电量约650亿	区外来电总量测算值："川电入苏"（锦屏、白鹤滩）年送电约 550亿kWh、约占江苏区外受电总量的30%，反推区外受电约 1830-2000亿kWh，约占全社会用电量（8895 亿）的21%	约2050，其中市场化电量约300亿	国网浙江电力：2025年全年外来电量2050亿度（含政府授权中长期合同），较上年增加50亿度，创历年新高；占全社会用电量（7266.5 亿）约28%
全口径中长期覆盖率	约 90%	省内与省间市场化电量的综合覆盖率，与省内口径基本一致	约 90%	省内与省间市场化电量的综合覆盖率

数据来源：银河期货、官网

长三角工业用电量特征

江苏工业用电的核心特征

2025 年江苏电子信息取代钢铁化工成为第一大用电行业：这是标志性拐点。苏州工业园区、无锡集成电路“黄金廊道”、常州新能源装备三极联动，推动电子设备制造业用电量突破 500 亿千瓦时大关。高技术及装备制造业年均增速 9.3%，是全省工业均速的三倍，高技术制造业用电增量占全社会新增用电量超四分之一。传统高耗能行业（钢铁、有色、水泥）用电增速仅 1%-3%，已进入平台期，占比持续下降。

表 9：江苏电力市场分行业用电

行业大类	用电量规模	增速	排名/地位
计算机、通信和其他电子设备制造业	突破500亿kWh	7.6%	跃居制造业第一大用电行业
电气机械和器材制造业	约400亿kWh量级	9.3%	新能源装备核心驱动
化学原料和化学制品制造业	约350亿kWh量级	4.7%	传统第二大，增速放缓
通用设备制造业	约250亿kWh量级	6.5%	苏南装备集群主力
黑色金属冶炼及压延加工业	约200亿kWh量级	1.5%	钢铁（沙钢等），平台期
风能原动设备制造	—	33.2%	增速最快的细分行业
航空、航天器及设备制造	—	30.1%	增速第二，常州/无锡主力
船舶制造	—	15.8%	南通/泰州爆发

数据来源：银河期货、官网

浙江工业用电的核心特征

截至 2025 年底，浙江光伏装机 6429 万千瓦超越煤电成为第一大电源，午间净负荷被大幅压低，晚峰光伏归零后净负荷急剧冲高。浙江先进制造业集群贡献超七成工业用电增量：“415X” 集群用电量增速持续领先制造业整体 2-3 个百分点。汽车制造业是最大亮点：用电量突破百亿千瓦时后仍保持 16.6%高速增长，宁波-台州-杭州形成全国最大的新能源汽车产业带之一。

表 10：浙江电力市场分行业用电

行业大类	用电量规模	增速	地位/特征
"415X"先进制造业集群	436.89亿kWh (2026Q1单季)	7.47%	浙江制造业核心增量引擎
汽车制造业	142.6亿kWh	16.63%	新晋百亿产业，宁波/台州/杭州驱动
电气机械和器材制造业	约500亿kWh量级	+13.7% (2026H1全国)	温州/宁波为核心，出口强劲
化学原料和化学制品制造业	约400亿kWh量级	+2%~3%	宁波石化基地，增速趋缓
纺织业	约200亿kWh量级	持平/微降	绍兴柯桥为主，产能外迁
通用设备制造业	约300亿kWh量级	11.10%	温台走廊
信息传输、软件和信息技术服务业	123.8亿kWh	14%	杭州算力中心群（阿里云等）
充换电服务业	77.7亿kWh	55.36%	增速最快，新能源保有量全国前列

数据来源：银河期货、官网

上海工业用电的核心特征

上海是国内二产用电占比最低的省级行政区之一，第三产业用电量占全社会用电量比重超过 50%，产业结构呈现高度服务化、高端化特征。工业用电结构持续向高端化转型：传统高耗能产业持续压减、产能外迁，存量规模显著收缩；集成电路、通信设备、航空航天、光伏装备制造成为工业用电增量的重要支撑，该类产业产值保持较快增长，但由于单耗偏低，对整体工业用电拉动有限。2025 年上海区外受入电量 998.4 亿 kWh，占全社会用电量 47.8%，近半数电力供给依靠区外来电，本地电源可满足约一半用电需求。

从电力市场风险视角看：上海 “产业结构服务化（三产刚性负荷）+ 电源强受端属性（高区外受入、气电承担主要调峰）” 的组合特征，使得本地电价易受跨区输电通道阻塞（如皖电东送通道受限）、国际 LNG 价格波动的双重冲击，气价主要在尖峰时段推高现货价格。若电力衍生品落地上海，套保需求并非以高端制造业为主，核心需求将来自数据中心这类三产连续刚性负荷主体以及售电公司，用于锁定尖峰时段的购电成本。

表 11：上海电力市场分行业用电

产业/行业	用电量	占比/增速	特征
第三产业	784.1亿kWh	+7.2%，贡献率超50%	用电增长第一引擎
其中：信息传输、软件和信息技术服务	~94亿kWh	19.20%	临港算力中心+张江AI产业园
其中：充换电服务业	~69亿kWh	38.60%	新能源车保有量192万辆（占全市1/3）
其中：商业楼宇	~150亿kWh	5.90%	商圈复苏
第二产业（工业）	985.3亿kWh	3.40%	占全社会47.2%
其中：制造业	~750亿kWh	—	占工业用电76.1%
其中：高技术及装备制造业	—	8.90%	电子信息、高端装备主导
其中：集成电路/通信设备	—	+12.8%~20%+	张江/临港半导体集群

数据来源：银河期货、官网

江浙沪用电波动性最大与增速最快的行业分析

负荷波动性最大的行业（订单驱动型与环保约束型）

电子制造与纺织轻工（外贸订单驱动型）：受春节放假及外贸订单交付周期变化影响，2023 年初和 2026 年初均出现明显的负荷率骤降，月度负荷波动率显著高于连续型流程重工

业。这类企业受外贸周期扰动，产能利用率波动剧烈，负荷曲线呈锯齿状。

建材（水泥/玻璃）及部分细分化工：受房地产周期、能耗双控及环保错峰生产约束，可发生集中停产检修，易造成局部地区用电量短期内大幅下滑（基础大化工为 24 小时连续生产，负荷平稳，不属于高波动行业）。

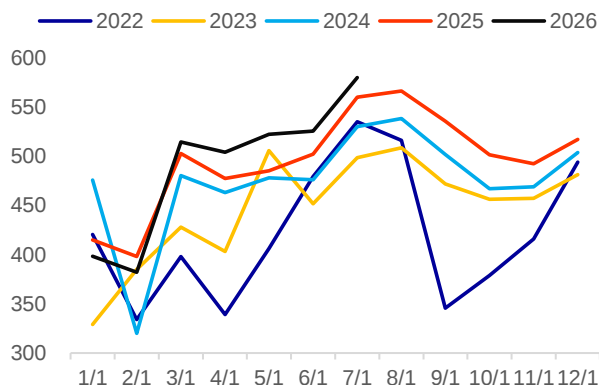
用电增速最快的行业（新质生产力驱动型）

新能源汽车及锂电池制造（江苏常州、浙江湖州/宁波）：新产能投产阶段用电量增速可达 25% 以上，属于典型连续生产型制造，产线投产后负荷维持高位，刚性较强。

半导体/集成电路（无锡、上海临港）：资本密集型，用电增长呈现阶跃式特征（新厂投产瞬间负荷由 0 跃升至高位）；投产后基础负荷刚性极强，近似稳定基荷。

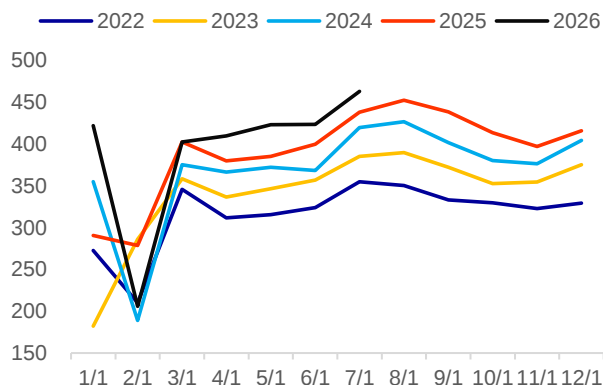
数据中心与算力（杭州、上海外高桥）：（属于第三产业用电，非工业用电）负荷具备 24 小时刚性特征，是推动江浙沪全社会基荷用电逐年攀升的核心驱动力，对电网容量支撑要求高，用电量不计入工业用电统计。

图 13：江苏省工业用电量（亿千瓦时）



数据来源：银河期货、Wind、官网

图 14：浙江省工业用电量（亿千瓦时）



数据来源：银河期货、Wind、官网

第三部分 华东电力现货市场总结与前瞻

华东电力现货市场总结与电力期货前瞻

本篇研究报告华东电力市场聚焦江浙沪电力市场，未包含安徽、福建电力市场，核心源于区域电网结构与用电需求结构的显著差异。聚焦江浙沪电力市场，能够精准捕捉华东电力市场最核心的供需博弈与价格发现逻辑，为电力金融衍生品设计提供最具代表性的物理与金融样本。

江浙沪电网同属华东 500 千伏核心受端环网，但物理结构差异显著。江苏呈“北电南送”格局，苏北为电源富集区，苏南为负荷中心，长江过江断面是核心瓶颈；浙江呈“西南电源、东北负荷”特征，浙西南外送断面与浙北、浙东负荷中心形成鲜明价差；上海为纯受端城市电网，外来电占比近 50%，本地以煤电基荷、气电调峰为主。现货市场机制上，三省均采用安全约束经济调度（SCED）下的全节点边际电价（LMP），发电侧按所在节点 LMP 结算，用户侧按统一加权均价结算，中长期合约以差价合约（CfD）模式进行偏差清算。中长期市场以年度、月度双边协商为主，覆盖率普遍维持在 90% 左右，形成“长协压舱、现货调峰”的格局。江浙沪电价核心由边际机组成本决定：江苏以煤电为边际定价主力，动力煤价格主导电价中枢；浙江核电、水电基荷刚性，峰期由煤电边际定价，并受外来电成本约束；上海气电调峰占比高，LNG 到岸价与特高压通道容量共同决定价格“天花板”。

华东电网上市电力期货大概率以江苏电网批发侧电能量价格为基准、或者以苏锡常宁 Hub 节点加权电价为基准（江苏电力交易中心数据授权或合作开发），前者更多服务江苏电力套保实体企业，但后者可以更好服务长三角地区受国内经济周期和海外订单驱动的海量制造业群体。具体来看，苏锡常宁集中了江苏超 60% 的高端制造业负荷，四市负荷特性高度同步，苏锡常宁与浙北、上海电价月均价相关性极高，苏锡常宁 Hub 节点加权电价作为长三角跨省电力金融衍生品的参考锚点，与浙北和上海电价形成联动，服务长三角区域电力市场协同发展（与美国 PJM 西部枢纽显著不同点在于，江浙沪电网分属三个完全独立的电气调度区，而 PJM 电网处于同一个完整的电气调度区）。以苏锡常宁 Hub 节点加权电价为标的上市电力衍生品，能集中流动性、提升市场深度，为全国统一电力市场建设提供可复制的“华东样本”。

免责声明

本报告由银河期货有限公司（以下简称银河期货，投资咨询业务许可证号 30220000）向其机构或个人客户（以下简称客户）提供，无意针对或打算违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河期货。未经银河期货事先书面授权许可，任何机构或个人不得更改或以任何方式发送、传播或复印本报告。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资建议。银河期货认为本报告所载内容及观点客观公正，但不担保其内容的准确性或完整性。客户不应单纯依靠本报告而取代个人的独立判断。本报告所载内容反映的是银河期货在最初发表本报告日期当日的判断，银河期货可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河期货没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河期货不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

银河期货不需要采取任何行动以确保本报告涉及的内容适合于客户。银河期货建议客户独自进行投资判断。本报告并不构成投资、法律、会计或税务建议或担保任何内容适合客户，本报告不构成给予客户个人咨询建议。

银河期货版权所有并保留一切权利。

联系方式

银河期货有限公司 / 研究所

北京：北京市朝阳区建国门外大街 8 号北京 IFC 国际财源中心 A 座 31/33 层

上海：上海市虹口区东大名路 501 号上海白玉兰广场 28 层

网址：www.yhqh.com.cn

电话：400-886-7799