

我国电力交易结构及工商业购电成本拆解



东方证券
ORIENT SECURITIES

期货

报告日期:

2025 年 9 月 4 日

★现货市场环境下的电力交易

电力现货市场的全面铺开是我国电力市场化改革过程中最重要的任务之一。现阶段,电能量市场由中长期市场和现货市场构成,中长期市场通过锁定远期电价规避现货价格波动风险,现货市场则通过超短期及瞬时的供需变化实现价格发现。在中长期市场和现货市场的协同下,批发市场采用三部制结算模式,分别结算中长期合约电费、日前市场偏差电费和实时市场偏差电费。基于政府对电力中长期合同的高比例签约要求,现货市场的价格波动风险对市场用户的直接影响较小,更多影响市场对中长期市场的判断和预期。

★工商业用户购电方式及购电成本影响因素

工商业用户的购电方式可以划分为三大类,批发购电、零售购电和代理购电,代理购电是电力市场化过程中的过渡性政策安排,未来将逐渐转向批发购电和零售购电。三类购电用户中,批发用户是唯一与发电企业进行直接电力交易的用户,因此其购电成本与中长期市场与现货市场的成交价直接相关,其他两类用户则分别向售电公司和电网企业购电,其购电成本主要与零售套餐类型和电网企业购电成本等因素相关,与中长期市场和现货市场价格间接相关或相关性较弱。总体上,优先发电量规模、煤电边际发电成本、能源供应结构和市场供需关系等因素共同影响工商业用户实际购电成本。

★我国电力期货展望

电力期货发展的主要功能之一是规避新能源发电占比量提升背景下现货电价大幅波动的风险。功能上,月度电力期货合约可以理解为标准化的月度电力中长期合同。参考欧美电力期货市场发展,我国未来电力期货产品或以省级供电营业区进行划分,以日前价格为标的,包含不分时的基础负荷合约和按照峰谷平段进行划分的特定时段合约,现金结算或是唯一的结算方式。但面临市场规模偏小、交易活跃度有限等客观条件,以及不同市场间如何衔接等细则设计难点,短期电力期货上市条件尚未完全成熟,需等待市场规则的进一步完善和相关政策协同措施的落地。

★风险提示

电力市场政策不确定性。

张可可 能源与碳中和高级分析师

从业资格号: F03117993

投资咨询号: Z0022716

Tel: 8621-63325888

Email: keke.zhang@orientfutures.com

目录

1、 现货市场环境下的电能量交易.....	5
1.1、 现货市场环境下的电力交易规则.....	5
1.2、 批发市场电费结算与新能源项目场外差价结算.....	10
2、 工商业用户购电成本拆解.....	13
2.1、 工商业用户购电方式.....	13
2.2、 基于电力现货市场的工商业购电成本.....	14
2.3、 工商业购电成本的主要影响因素.....	24
3、 电力期货市场展望.....	30
3.1、 海外成熟电力期货市场.....	30
3.2、 我国电力期货展望.....	33
4、 风险提示.....	35

图表目录

图表 1：典型电力市场架构.....	5
图表 2：我国电力现货市场开展情况（截至 2025 年 8 月）	6
图表 3：广东电力中长期交易基本要素.....	6
图表 4：广东电力市场 2023-2025 年度交易电量结构.....	7
图表 5：2024 年度广东电力中长期交易电量结构.....	7
图表 6：优先发电与优先购电适用范围.....	8
图表 7：典型电力市场架构.....	8
图表 8：各省日前市场不同类型发电侧主体报量报价方式.....	9
图表 9：电力现货市场边界.....	10
图表 10：电力批发市场电能量费用结算模式.....	11
图表 11：新能源项目差价结算.....	12
图表 12：工商业用户购电类型.....	13
图表 13：2024 年代理购电量 TOP5 地区.....	14
图表 14：广东省 2022-2025 年代理购电量.....	14
图表 15：工商业用户终端到户电费构成.....	15
图表 16：山东省 2025 年 1-6 月中长期合约电量构成.....	16
图表 17：山东省 2025 年 1-6 月中长期合约成交均价.....	17
图表 18：主要负荷地区购电侧电力中长期合约签约比例要求（2025 年）	17
图表 19：2024 年主要省份代理购电量构成.....	19
图表 20：部分省份当月代理购电平均成本.....	19
图表 21：广东代理购电价格与年度合约均价关联性弱.....	19
图表 22：江苏代理购电价格与年度合约均价关联性强.....	19
图表 23：山西省代理购电价格与电网市场化采购电量规模高度相关.....	20
图表 24：部分地区峰谷分时时段划分（2025 年）	20
图表 25：主要负荷地区电力零售套餐分类.....	22
图表 26：广东电力零售市场电量构成.....	23
图表 27：广东电力零售市场固定价格部分电量均价与年度合约交易均价高度相关.....	23
图表 28：2025 年 7 月山西电力零售市场用户数量（家）	24
图表 29：2025 年 7 月山西电力零售市场结算电量（亿千瓦时）	24
图表 30：山西电力零售市场分套餐结算均价.....	24
图表 31：山西电力零售结算价格 v.s. 代理购电价格.....	24
图表 32：新能源项目优先发电计划变化较大的地区.....	25
图表 33：2024 年我国各类电源平准化度电成本.....	26

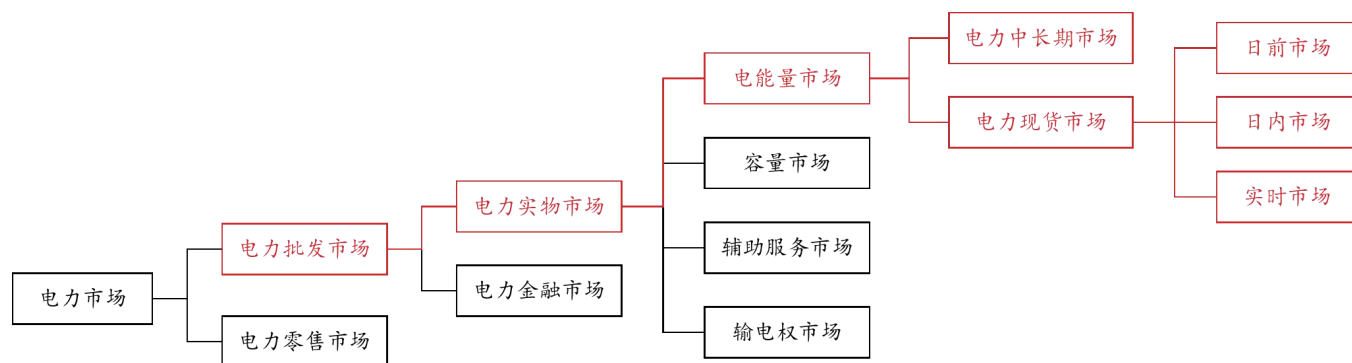
图表 34：部分省份 136 号文配套细则主要内容梳理.....	27
图表 35：2025 年 2-6 月 12 时山东日前市场用户侧电价.....	30
图表 36：2025/5/3 山东日前市场用电侧分时电价曲线.....	30
图表 37：欧洲电力期货主要交易品种.....	31
图表 38：电力期货合约基于级联程序的分解简图.....	31
图表 39：德国月度基础负荷电力期货合约相关参数.....	32
图表 40：美国电力期货主要交易品种.....	32
图表 41：Nodal Exchange 提供的 PJM 区域主要电力期货月度合约.....	33
图表 42：PJM 西部枢纽月度日前峰值电力期货合约相关参数.....	33
图表 43：广东电力现货市场参与情况.....	34

4月29日，国家发改委、国家能源局联合下发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，围绕构建全国统一大市场要求建设全国统一电力市场，全面加快电力现货市场建设，2025 年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行，充分发挥现货市场发现价格、调节供需的关键作用。同时，我国正在加快推进工商业用户全面、直接参与电力市场交易，通过市场化购电优化电力资源配置，降低企业购电成本。而电力市场化程度的加深和电力现货市场的运行很大程度上改变了传统的电力定价模式和电力结算方式，本文梳理了现货市场环境下的电力交易结构及基本规则，并对工商业用户的购电方式进行拆解，分析不同购电方式下的用电成本及影响因素，最后对我国电力期货市场发展作出展望。

1、现货市场环境下的电能量交易

在电力现货市场的运行下，电能量市场由中长期市场和现货市场共同构成，现货市场主要包括日前市场、日内市场和实时市场。其中，中长期市场通过锁定远期电价规避现货价格波动风险，为发电企业提供收益预期，现货市场则通过超短期及瞬时的供需变化实现价格发现，引导机组灵活调峰。中长期价格为现货提供基准锚点，而现货价格则为中长期合约调整提供动态参照，二者共同构成电力价值实现的统一整体。

图表 1：典型电力市场架构



资料来源：东证衍生品研究院

1.1、现货市场环境下的电力交易规则

截至 2025 年 8 月，我国共有 7 个省级电力现货市场转入正式运行，此外，安徽省、陕西省电力现货市场力争 2026 年 6 月底前转入正式运行。随着大部分省份陆续启动现货市场连续结算试运行，我国已基本建立中长期市场、现货市场、辅助服务市场以及容量市场相衔接的交易体系。在现货市场环境下，传统的中长期电力交易机制发生显著变化，以适应现货交易所带来交易风险与机遇。

图表 2：我国电力现货市场开展情况（截至 2025 年 8 月）

地区	发展阶段	转入正式运行时间
山西	正式运行	2023 年 12 月 22 日
广东	正式运行	2023 年 12 月 29 日
山东	正式运行	2024 年 6 月 17 日
甘肃	正式运行	2024 年 9 月 5 日
省间电力现货市场	正式运行	2024 年 10 月 15 日
蒙西	正式运行	2025 年 2 月 24 日
湖北	正式运行	2025 年 6 月 6 日
浙江	正式运行	2025 年 8 月 7 日
江苏、安徽、陕西、辽宁、河北南网、南方区域	连续结算试运行	
福建、四川、广西、云南、贵州、海南、重庆、宁夏、湖南	长周期结算试运行	-
江西、青海、河南、新疆、上海、黑龙江、蒙东、吉林	短周期结算试运行	-

资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

1、中长期电能市场交易规则

电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等符合准入条件的市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展多年、年、多月、季、月、旬、周、多日等周期的电力批发交易。参与中长期交易的经营主体主要包括发电企业、售电公司、电网企业、批发用户、独立储能、抽水蓄能、虚拟电厂等，其中售电公司需与零售用户签订零售合同（构成电力零售市场），电网企业需与非市场化用户签订供用电合同（建立代理购电关系）。

具体交易方式上，中长期交易通常包括双边协商交易、集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易四种形式，无论采取何种方式，均需对交易单元、合约周期、合约电量、分解曲线、交易价格和结算参考点进行明确。

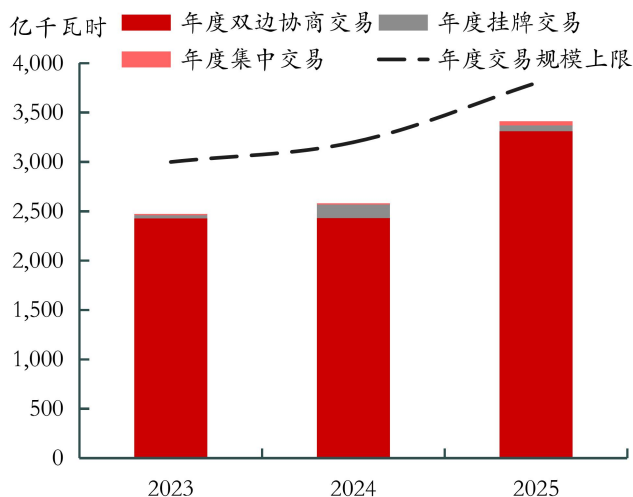
图表 3：广东电力中长期交易基本要素

市场要素	内容
市场主体	发电企业、售电公司、电网企业（开展代理购电）、批发用户、独立储能、抽水蓄能、虚拟电厂等
交易方式	双边协商交易、集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易
合约要素	交易单元、合约周期、合约电量、分解曲线、交易价格、结算参考点

资料来源：《广东电力市场中长期电能交易实时细则（2025 年修订）》，东证衍生品研究院

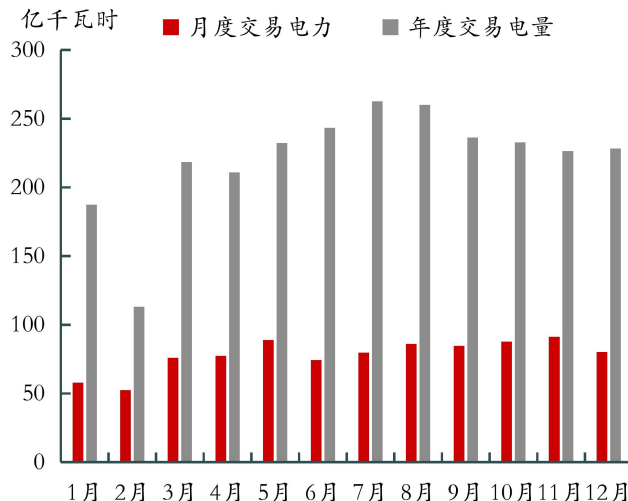
年度中长期交易在前一年年末由交易所组织开展，交易标的为全年各月各时段的电量。以广东电力市场为例，2025 年度交易电量 95%以上以双边协商的形式完成交易。月度交易通常在前一月的中下旬开展，交易标的为全月各时段电量，2024 年广东月度双边协商交易电量约占月度交易累计电量的 90%。从各类型中长期交易电量分布来看，2024 年广东年度交易电量约占全年中长期交易电量的 75%，多月交易及多日交易电量比重极小。

图表 4：广东电力市场 2023-2025 年度交易电量结构



资料来源：广东电力交易中心，东证衍生品研究院

图表 5：2024 年度广东电力中长期交易电量结构



资料来源：广东电力交易中心，东证衍生品研究院

注：2024 年多月交易电量仅 0.6 亿千瓦时，周及多日交易净合约电量为-57.5 亿千瓦时。

分解曲线是电力中长期交易中的关键要素之一，即将电量分解到每日内的 24 小时（部分地区要求分解至每 15 分钟一段，即 96 点电量曲线）。分解曲线的确定方式包括两种，典型分解曲线和自定义分解曲线。典型分解曲线由相应电力交易中心制定发布，其中，年度分月比例（Y）和月度分日比例（M）通常依据统调历史负荷确定；日分解比例（D）一般包括全天平均曲线、高峰时段曲线、平段曲线、低谷时段曲线、峰平谷曲线五种典型形式。自定义分解曲线由经营主体自主提出。

根据发电计划性质的不同，发电量可以分为优先发电量和市场化发电量。优先发电量即按照政府定价或同等优先原则出售的电量。优先发电量交易价格按照“保量保价”和“保量限价”相结合的方式形成，实行“保量保价”的优先发电计划电量由电网企业按照政府定价（通常为当地煤电基准价）收购，实行“保量限价”的优先发电计划电量通过市场化方式形成价格。其中，政府定价部分的优先发电计划比例逐年递减，直至完全取消。根据《电力中长期交易基本规则》，优先发电量被视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，同样也需要纳入电力中长期交易管理范畴。对应用电量部分也可以分为优先用电量和市场化用电量。优先用电量即按照政府定价优先购买的电量，由电网企业按照政府定价向优先购电用户保障供电。

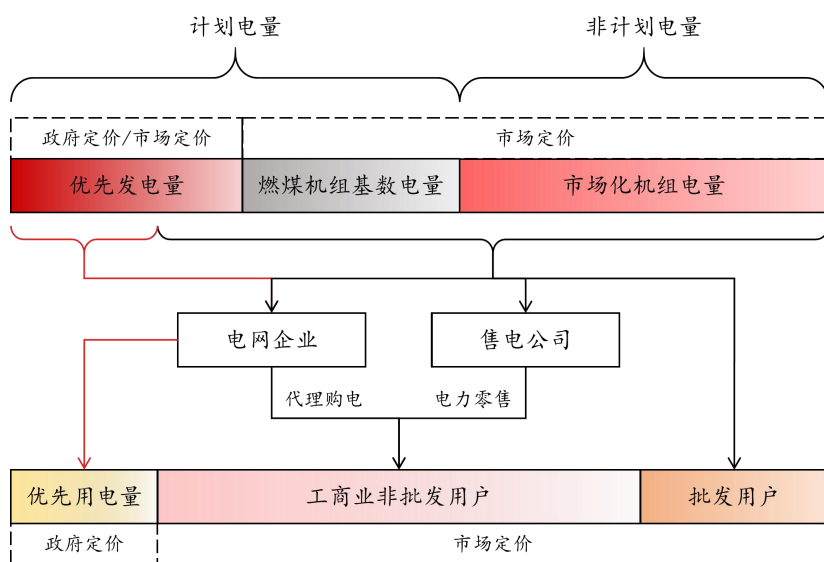
图表 6：优先发电与优先购电适用范围

优先发电计划	优先购电计划
纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电，需按照资源条件对应的发电量全额安排计划	农业用电、居民生活用电
水电、核电按照具体规定安排计划	
余热、余压、余气、煤层气等资源综合利用机组发电，按照资源条件对应的发电量全额安排计划。	重要公用事业、公益性服务用电
为满足调峰调频和电网安全需要发电，按照保障电网安全运行确定的机组最小开机方式安排计划	
负荷要求的热电联产机组发电，在采暖期按照“以热定电”原则安排计划。	部分地区特定工业企业用电
国家计划、地方政府协议送电	

资料来源：《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》，东证衍生品研究院

综上，实际参与电力中长期交易市场价形成的市场主体主要包括非优先发电量以及通过双边协商、集中交易等市场化方式参与电力市场的购电主体。但需要注意的是，这部分交易形成的价格并非完全市场化，各交易所往往会对集中竞价交易的报价或出清价格设置上下限以避免恶性竞争。

图表 7：典型电力市场架构



资料来源：东证衍生品研究院

2、现货电能量市场交易规则

现货电能量交易指在系统实时运行日前一天至实时运行之间，通过交易平台集中开展的电能量交易活动，主要包括日前电能量交易和实时电能量交易（目前我国仅山东电力市场运行日内市场，蒙西电力市场未设计日前市场仅开展实时市场，本文不作具体探讨）。日前市场基本确定运行日的负荷需求、开机机组出力水平、电网运行边界条件等交割条件，并通过市场仿真程序产生交易结算，不实际交割电量。实时市场负责电力交易和交割的对应，基于超短期预测来决定发用电两侧中标电量及出清价格，保证发用实时平衡。

我国电力现货市场普遍采用“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的模式运行，特定情形下可择机采取“发电侧报量报价、用户侧报量报价”的模式。由于外来电和外送电一般为现货市场出清的边界条件，且新能源发电通常报价极低或为0，因此实际参与市场竞争的机组主要为省内直调火电机组。

图表 8：各省日前市场不同类型发电侧主体报量报价方式

电力市场	煤电	气电	风光电	常规水电	抽水蓄能	核电	独立储能	虚拟电厂
山西	报量报价	报量报价	报量不报价	优先出清	报量不报价和 应急调用结合	/	报量报价或 报量不报价	报量报价
广东	报量报价	报量报价	报量报价	优先出清	报量报价	优先发电	报量报价或 报量不报价	报量报价
山东	报量报价	报量报价	报量报价	优先出清	报量报价	报量报价	报量报价	报量报价或 报量不报价
甘肃	报量报价	报量报价	报量报价	优先出清	报量报价	/	报量不报价	/
蒙西	报量报价	报量报价	报量报价	优先出清	/	/	报量报价	报量报价
湖北	报量报价	报量报价	报量报价	优先出清	/	/	报量不报价	/
浙江	报量报价	模拟申报	报量报价	优先出清	优先出清	报量不报价	报量报价	报量不报价

资料来源：各省电力现货市场交易细则文件，东证衍生品研究院

现货交易与中长期交易并不冲突，日前电能量交易采用“全电量申报、集中优化出清”的方式开展。“全电量申报”即所有市场参与主体必须申报次日全部用电量或发电量以及报价（96点曲线），因此申报信息中包含了中长期交易已经约定的部分。“全电量申报”是为了交易机构能够全面掌握市场整体供需情况，以便后续实现社会福利最大化并发现有效价格。

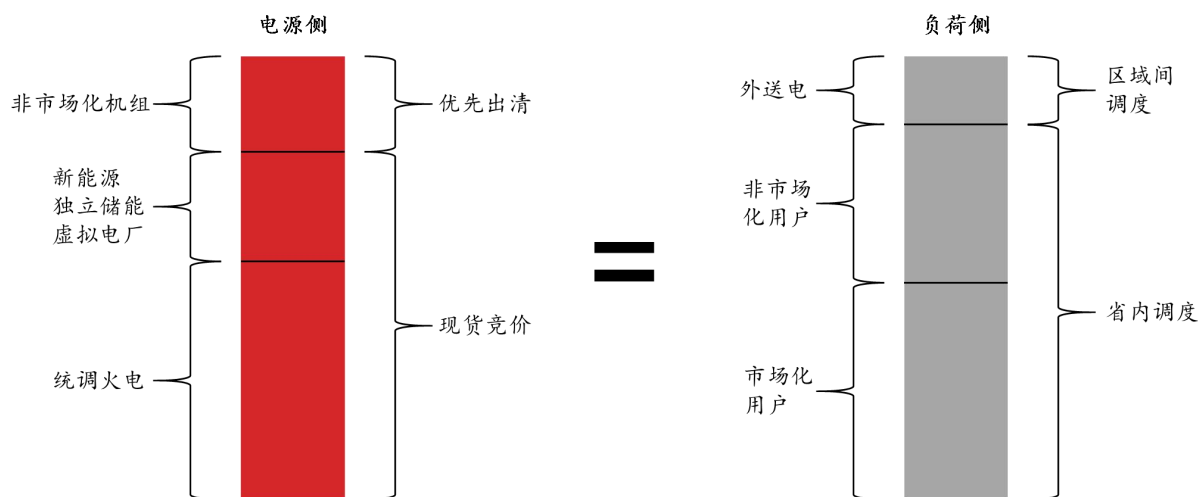
日前市场中，在满足安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）的条件下，综合发用电两侧的申报信息以及其他运行条件，市场将出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时节点电价，负荷侧的申报曲线即为中标曲线。

实时市场在实际运行前15分钟开展交易出清，根据应急新增停机机组序列安排新增停机机组，作为实时市场出清的边界条件。实时市场采用日前市场封存的发电侧申报信息进行出清，售电公司和批发用户在实时电能量市场中均无需进行申报。调度机构以15分钟

为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以发电成本最小化为目标，在日前发电调度计划以及日内机组组合调整确定的开机组合基础上，采用 SCED 程序进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

日前市场与实时市场的市场出清价均为边际节点电价（LMP），即在某一物理节点（通常以 220kV 母线作为节点）增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，由系统电能价格与阻塞价格¹两部分构成。电能价格是 LMP 的基础，即边际调用机组的边际发电成本；阻塞成本是指因输电线路传输容量受限，系统无法通过低价机组满足负荷需求，不得不调用本地高价机组所产生的额外成本。因此，电力现货价格主要由煤电边际发电成本决定，同时受到新能源发电出力以及电力负荷变化等的影响。煤电成本上升、新能源出力减少、用电负荷增加等因素均会使现货电价上涨。

图表 9：电力现货市场边界



资料来源：东证衍生品研究院

1.2、批发市场电费结算与新能源项目场外差价结算

1、批发市场电费结算

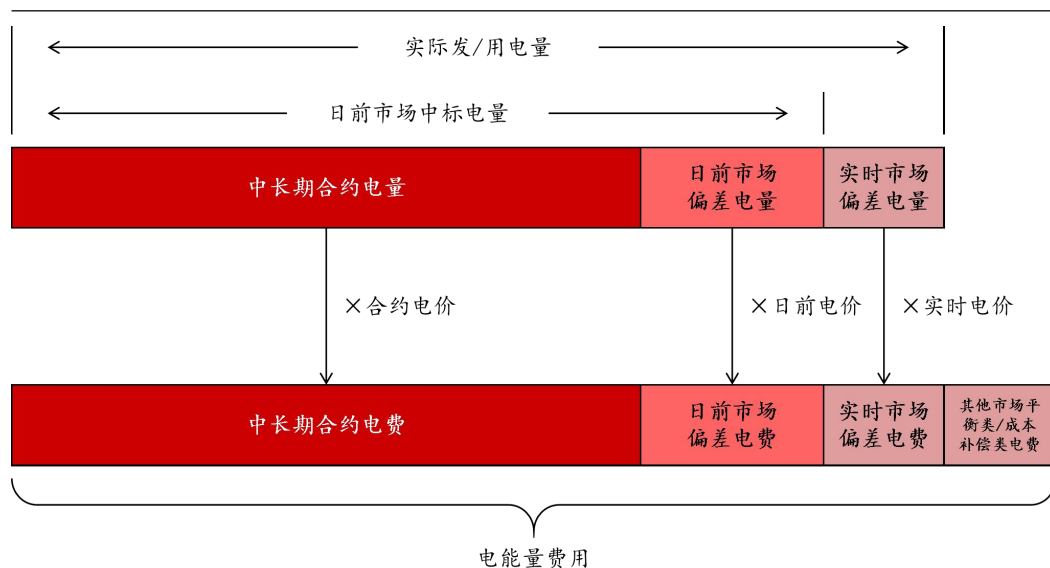
在中长期市场、日前市场、实时市场的协同运行下，批发市场普遍采用三部制结算模式，中长期市场根据合同约定价格对中长期合约电量进行全电量结算，并结算中长期合约阻塞电费，日前市场根据日前交易结果与合约（含基数、代购、中长期等）电量的差值进行偏差结算，偏差结算价格为日前市场价格，实时市场根据实际上、下网电量（或实际用电量）与日前市场交易结果的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。结算

¹ 合约主体所在节点与合约电量结算参考点间的价差引起的阻塞电费。

周期方面采用“日清月结”的结算模式，按日发布电能量和市场化辅助服务交易结果，按月进行经营主体所有类型费用的结算，生成月结算账单。

中长期交易合同签订时需要明确中长期结算参考点，可以选择发电侧上网节点或用户侧统一结算点，现阶段，各个省级市场中长期交易合同结算参考点均为日前市场统一结算点。批发市场以小时为周期开展全电量结算，在实际结算过程中，发电侧、储能企业现货市场结算电价为所在物理节点的分时节点电价，即小时内每15分钟节点电价的算术平均值，用户侧（包括批发用户、售电公司和电网企业）现货市场结算电价为每小时的统一结算点电价，即各节点电价按实际下网电量计算的加权平均值，非市场化机组以主管部门批复的上网电价或政府间协议价格作为结算价格。

图表 10：电力批发市场电能量费用结算模式



资料来源：东证衍生品研究院

基于这种特殊的结算模式以及电力中长期合同的高比例签约，电力批发市场购售两端的成本和收益大部分已基本被提前锁定，现货市场的价格波动风险对市场用户的直接影响较小，而更多影响市场对中长期市场的判断和预期。

2、新能源项目场外差价结算

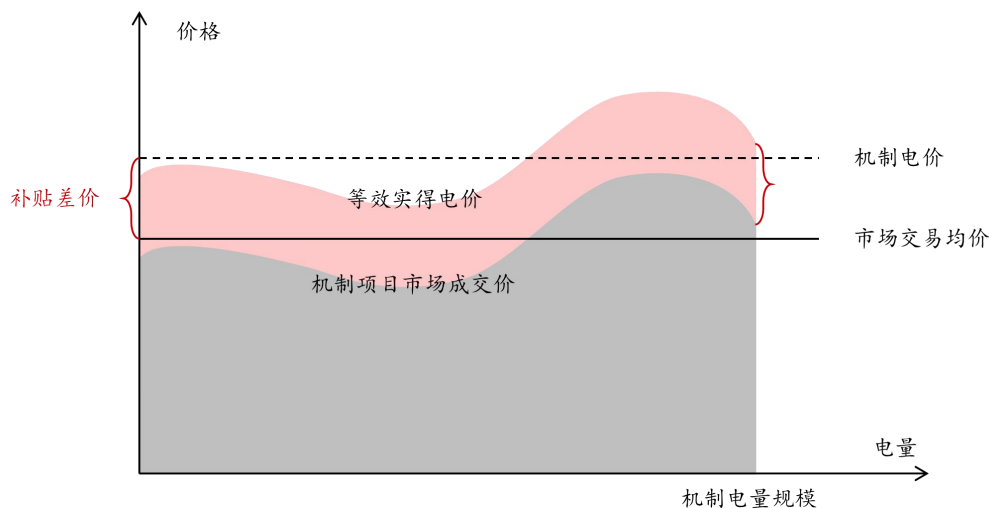
今年2月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（以下简称136号文），该文件指出，新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

差价结算机制对存量项目和增量项目分类施策。对于2025年6月1日以前投产的新能源存量项目，机制电价由各省主管部门确定，不高于当地煤电基准价。在目前已经发布正式配套细则文件或征求意见稿的省份，其存量项目机制电价基本承接此前的新能源上网电价政策，即按煤电基准价执行，给予存量项目充分的价格补偿。对于2025年6月1日及以后投产的增量项目，其机制电价则由市场化竞争形成。具体地，各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。根据主管部门确定的机制电量规模，按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。

机制电量按月开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用。在电力现货市场连续运行的地区，市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；在电力现货市场未连续运行的地区，市场交易均价按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。当市场均价低于机制电价时，电网企业向发电企业补偿差额；反之，发电企业则需向电网企业返还超额收益，结算费用纳入当地系统运行费用，最终由各省的全体工商业用户分摊或共享。

机制电价并不意味着固定的结算价格。电网企业进行差价结算时对标机制电价的是市场交易均价，而非新能源项目实际成交价，即无论新能源项目的实际成交价在何种水平，所有机制电量均按照市场交易均价和机制电价的差额统一进行多退少补。即如果项目实际成交价未达到市场交易均价，则该项目的实际结算价也不能达到机制电价的水平，而如果项目实际成交价高于市场均价，则其实际结算价将高于机制电价。因此，新能源项目的实际收益仍然受到自身市场化交易结果的影响。

图表 11：新能源项目差价结算



资料来源：东证衍生品研究院

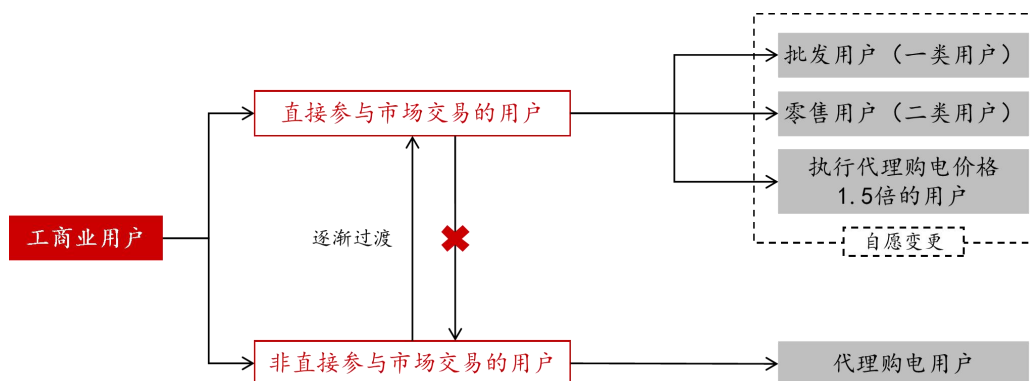
2、工商业用户购电成本拆解

2.1、工商业用户购电方式

2021 年 11 月以前，我国工商业用户购电执行目录销售电价政策。目录电价是政府主导制定的基准电价表，涵盖居民、农业和工商业等用户类型，在我国电力市场发展早期发挥着重要作用。在电力市场化进程中，为了推动燃煤发电量及工商业用户全部进入电力市场，我国自 2021 年 11 月起全面取消工商业目录销售电价，居民生活、农业生产用电继续执行目录销售电价。自此，我国工商业用户开始逐渐进入电力市场参与直接交易。

根据购电方式的不同，工商业用户分为直接参与市场交易的用户和通过电网企业代理购电的用户两大类。直接参与市场交易的用户包括三类，批发用户、零售用户和执行代理购电价格 1.5 倍的用户，市场用户可以月/季/年为周期自愿对交易方式进行变更。根据国家能源局 2024 年发布的《电力市场注册基本规则》，工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电；已直接入市后又无正当理由改由电网代理购电的，用电价格按执行电网代理购电价格的 1.5 倍；此外，拥有燃煤发电自备电厂的代理购电用户，以及尚未直接参与交易的高耗能用户也执行 1.5 倍代理购电价格。

图表 12：工商业用户购电类型



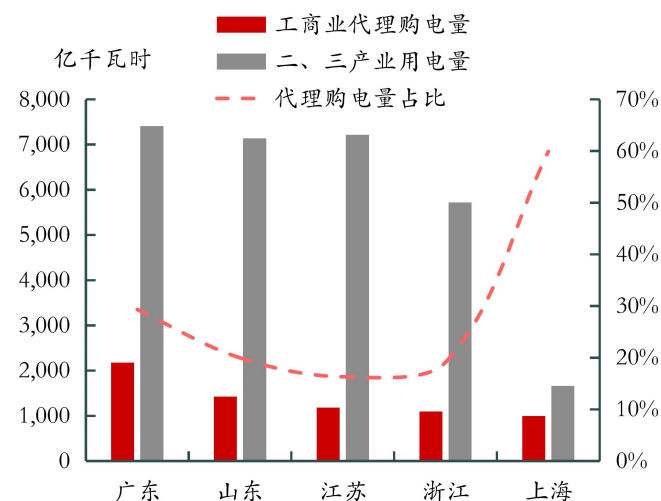
资料来源：东证衍生品研究院

批发用户（也称为一类用户）即直接与发电侧企业进行电力交易的大用户，在部分省份批发用户有着较高的准入门槛，也有部分省份允许入市的工商业用户自主选择参与批发市场或零售市场。零售用户（也称为二类用户）则与售电公司签订零售合同，选择某一售电公司提供的某一零售套餐，零售购电是工商业用户最主要的购电方式。

代理购电用户即与电网企业建立代理购电关系的电力用户，代理购电是电力市场化过程中的过渡性政策安排。2024 年，全国代理购电量超过 1.8 万亿千瓦时，约占二、三产业用电量的 22%，其中购电量排名前五的省份分别为：广东、山东、江苏、浙江和上海，其中，上海代理购电量约占二、三产业总用电量的 60%，其余四省的比重均低于 30%。代

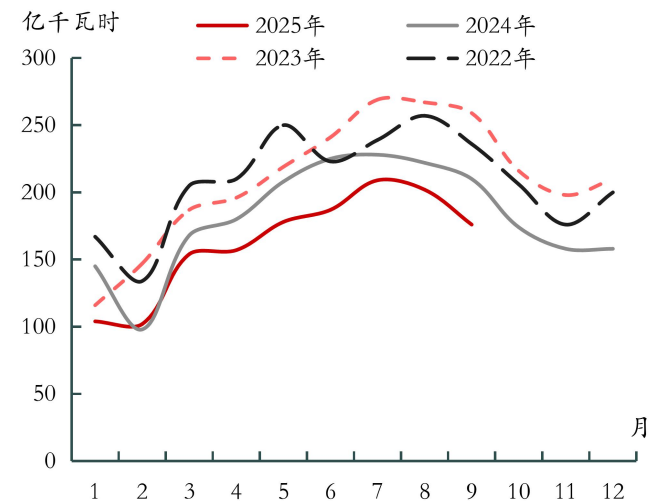
理购电旨在帮助尚未直接参与电力市场交易的工商业用户平稳过渡到市场化交易环境当中。国家层面的各类政策也在推动逐步缩小电网企业代理购电用户范围，推动工商业用户全面直接参与电力市场交易。

图表 13：2024 年代理购电量 TOP5 地区



资料来源：各省电网，东证衍生品研究院

图表 14：广东省 2022-2025 年代理购电量



资料来源：广东电网

2.2、基于电力现货市场的工商业购电成本

我国工商业用户有两种用电计费规则，单一制和两部制，分别有各自的特点和使用场景。单一制即仅根据用户实际使用的电量计算结算电费，不存在固定费用，电费结构相对简单，适用于用电量较为稳定的小型工商业用户。两部制即将电价分为基本电价和电量电价两部分，基本电价为固定费用，即使用户不实际产生用电量也需要支付，其本质是电网为用户预留“供电能力”的成本，电力用户可以选择变压器容量、合同最大需量、实际最大需量三种方式之一支付基本电费，电量电价则为变动费用，根据实际用电量计算。两部制电价的构成更为复杂，适用于用电负荷波动较大的大型工业用户，且由于包含了基本电价，两部制电价中的电量电价较单一制更低。根据《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》的规定，工商业用户用电容量在 100 千伏安及以下的，执行单一制电价；100 千伏安至 315 千伏安之间的，可选择执行单一制或两部制电价；315 千伏安及以上的，执行两部制电价。

针对执行两部制电价的工商业用户，其购电成本即工商业用户终端到户电费，主要由电量费用、容（需）量电费、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等费用构成。其中实际费用占比较大的部分主要包括电量费用、容（需）量费用以及输配电费。

电量费用即中长期市场和现货市场交易电价，其市场化发展程度最深，是工商业用户购电成本中最主要的变动部分，电能量费用约占工商业总购电成本的 60%~80%。容（需）

量电费即基本电费，输配电费是电网企业为用户提供电力输送和配电服务所收取的费用，各省级电网输配电价和基本电价均由国务院价格主管部门制定，实行分级管理，每三年为一个监管周期，周期内价格固定，一个周期结束前会开展价格核定，对下一周期的价格进行调整。基本电费约占工商业总购电成本的 20%~30%，输配电费约占工商业总购电成本的 10%~20%。

线损费用折价根据实际购电上网电价和线损率计算，在前两个监管周期中，线损部分被包含在输配电价中，而第三监管周期（2023 年 6 月开始执行）将线损部分单列，各省级电网线损率同样由价格主管部门进行核定。

系统运行费用中细分项较多，占比较大的部分主要包括煤电容量电费折价、天然气发电容量电费折价、抽水蓄能容量电费折价和电价交叉补贴。我国煤电容量电价政策自 2024 年落地，旨在使煤电机组回收部分固定成本，稳定煤电行业预期。2024-2025 年，多数省份煤电容量电价为每年每千瓦 100 元，各省用户度电分摊水平大多在 0.01~0.03 元/kWh 的范围内，2026 年起调整为 165~330 元。我国抽水蓄能电站容量电价政策于 2023 年 6 月开始实施，针对不同电站分别核定容量电价，价格大多在 400~600 元/kW，用户度电分摊水平约 0.001~0.017 元/kWh，适用于第三监管周期。此外，部分省份自 2012 年以来逐步实施天然气发电容量电价政策，用户度电分摊水平约 0.002~0.029 元/kWh。此外系统运行费还包含居民农业用电损益分摊和新能源差价结算分摊等部分。

图表 15：工商业用户终端到户电费构成

电量电费	电能量市场交易价格	} 占比约90%
容(需)量电费	两部制适用：对变压器容量或最大用电需量征收的费用	
输配电费	电网过网费，用于电网建设和维护	
线损费用	电能传输过程中因线路损耗产生的费用	
系统运行费用	包含辅助服务费、容量电费分摊、成本补偿费用分摊、市场清算费用分摊等	
基金附加电费	可再生能源发展基金、重大水利工程建设基金、农网还贷资金等	

资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

1、批发用户购电成本

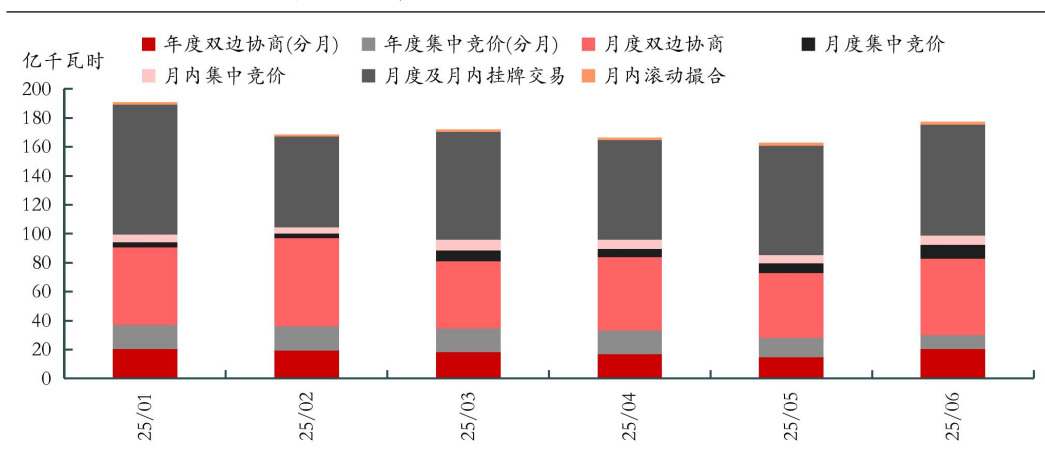
由于批发用户是直接与发电企业进行电力交易的用户，因此其购电成本与中长期电力市场与现货市场的价格直接相关。根据 2024 年 12 月国家发改委、能源局发布的《关于做好 2025 年电力中长期合同签订履约工作的通知》的规定，燃煤发电和用电侧的电力中长期合同签订电量比例应不低于本地区考虑年度发用电平衡后燃煤发电机组年度预计上网电量的 80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签订电量比例不低于实际上网电量的 90%。此外，部分省份也对用户侧的年度交易电量提出了进一步的要求。在我国用

电负荷排名前十的地区中，江苏、内蒙古、冀北、河南、新疆、四川、安徽均对批发用户年度中长期合同电量提出明确要求，最低比例要求为 65%~80%。因此，从全年的维度看，批发用户购电成本中的电能量费用大部分取决于年度中长期合约交易价格，10%以下由现货价格决定，剩下的部分则主要来自月度以及月内中长期合约交易价格。

由于具体政策要求存在差异，不同省份批发用户电能量价格的构成和调节空间存在一定差异。以山东、江苏和浙江为例，山东省和浙江省并未明确用户侧年度中长期合约电量签约比例，而江苏省则均要求一类用户年度交易电量原则上为其上一年度用电量的 80% 左右。年度合约调整方面，山东省已达成年度/季度双边交易合同的发电企业和批发用户之间可以开展月度调减交易，对分月合同电量的数量、价格进行调减；江苏省市场主体签订年度中长期交易合同时关联当月现货交易加权均价或代理购电价格等约定价格浮动机制；而浙江省则仅允许调整年度双边交易合同分月计划，且须保证年度合同总量及价格不变。

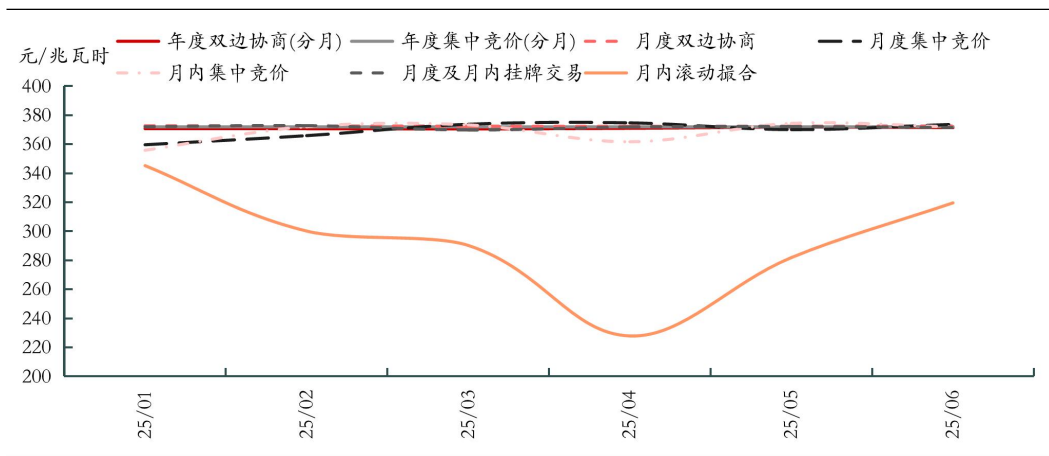
交易优先级方面，山东省交易采用先集中竞价、再双边协商、后挂牌交易的组织方式，2025 年年度交易共成交电量 555 亿千瓦时，其比重远低于月度中长期合约交易电量。成交均价方面，除滚动撮合交易成交价波动较大，其他类型交易的价格较为稳定，基本以年度交易价格为中枢，且偏离幅度极小。因此，尽管山东并未对批发用户的年度中长期合约电量签约比例提出硬性要求，但从实际结果来看，年度合约价格仍奠定了其全年的购电成本的整体基调。浙江省年度交易主要以双边协商的方式开展，其 2025 年年度中长期电力交易规模为 1,887.22 亿千瓦时，预计占全年工商业用电量的 54% 左右；而江苏省规定了较高的年度合同签约比例，但由于其价格可与现货价格或代理购电价格进行关联，因此其年度合同的约束性有所削弱。

图表 16：山东省 2025 年 1-6 月中长期合约电量构成



资料来源：奥信光，Lambda，东证衍生品研究院

图表 17：山东省 2025 年 1-6 月中长期合约成交均价



资料来源：奥信光，Lambda，东证衍生品研究院

整体来看，年度中长期合同签约情况是决定批发用户全年用电成本最关键的因素，但由于批发用户也往往直接参与了多月、月度、月内中长期交易以及现货市场交易，短期的电力市场供需变化也在不同程度上影响了其实际购电价格，而这种影响程度则主要取决于其所在省份每年制定的电力市场交易工作方案。

图表 18：主要负荷地区购电侧电力中长期合约签约比例要求（2025 年）

地区	主要要求
广东	安排年度交易规模上限 3800 亿千瓦时；中长期成交电量不足 90%的，实施偏差考核。
江苏	一类用户年度交易电量原则上为其上一年度用电量的 80%左右，售电公司年度交易电量原则上为其所有签约用户上一年度用电量之和的 80%左右；中长期交易电量不低于市场交易总电量的 90%。
山东	地方无特定要求（依照国家文件要求，燃煤发电和用户侧的电力中长期合同签约电量比例应不低于本地区考虑年度发用电平衡后燃煤发电机组年度预计上网电量的 80%）
浙江	中长期交易电量不占比不低于 90%。
内蒙古	市场化用户中长期合同签约电量应高于上一年度上网电量的 90%；电力用户年度交易电量原则不低于上一年度上网电量的 65%；电网企业代理购电年度交易电量不得低于代理电力用户本年度预测市场化购电量总和的 65%。
冀北	市场化电力用户（含售电公司、电网代理购电）年度中长期合同签约电量应不低于上一年度用电量的 80%，电力中长期合同签约电量比例不低于 90%。
河南	10 千伏及以上用户强制参与市场，市场化用户年度中长期合同签约电量占比需达 80%以上，全年累计不低于 90%
新疆	电力用户（含售电公司、电网代理购电）年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度用电量的 80%，电力中长期合同签约电量比例不低于 90%。
四川	售电公司年度批发分月签约电量不得低于零售分月签约电量的 70%；批发用户年度签约电量不低于近三年分月平均用电量或上一年分月用电量的 70%
安徽	一级用户、售电公司以及电网企业代理购电年度中长期合同电量应不低于上一年度用电量的 80%，中长期合同电量不低于年度上网电量或用电量的 90%。
福建	批发用户年度交易电量限额为其最近 12 个完整自然月购电量的 80%。

山西	用户侧与火电侧年度合同签约电量不低于上一年度用电量（售电公司与零售用户签约期内上一年度用电量）的 60%；批发用户双边协商成交电量不得超过上一年度用电量的 20%，售电公司年度双边协商成交电量不得超过上一年度用电量的 10%；电网代购电按照预计年度需求的 60% 参与年度交易。
湖北	电力用户中长期合同电量不低于实际用电量的 95%；批发用户、售电公司月度和月内交易电量之和原则上不超过年度交易分月电量的 30%。
云南	批发交易用户（含售电公司、电网代购电），2025 年年度及以上中长期合同签约电量应不低于其上一年度用电量的 80%。
辽宁	发用双方年度交易合约电量原则上不低于实际发用电量的 80%，中长期交易合约签约电量原则上不低于实际发用电量的 90%。

资料来源：各省能源局，东证衍生品研究院

2、代理购电用户购电成本

代理购电用户的购电成本主要由代理购电价格决定。代理购电量主要有两部分来源，一是优先发电量，根据《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》，各地执行保量保价的优先发电（不含燃煤发电）电量由电网企业收购，用于保障居民、农业用户用电，有剩余电量且暂时无法放开的地方，可将剩余电量暂作为电网企业代理工商业用户购电的电量来源。优先发电量不足以满足工商业用电的，则会通过市场化采购的方式予以补充。代理购电价格中的上网电价通常为由这两部分的加权平均价，再加上输配电价、线损费、政府性基金等费用，就形成了最终工商业用户所承担的电价。

根据国家能源局披露数据，2024 年全国电网代理购电总量为 1.84 万亿千瓦时，其中市场化采购电量占比约 52%。在 2024 年代理购电量规模较大的省份中，山东省代理购电量完全来自市场化采购，江苏、河南和冀北地区代理购电量极少量来自优先发电电量，而广东、浙江、上海和湖北地区代理购电量则主要来自优先发电电量。

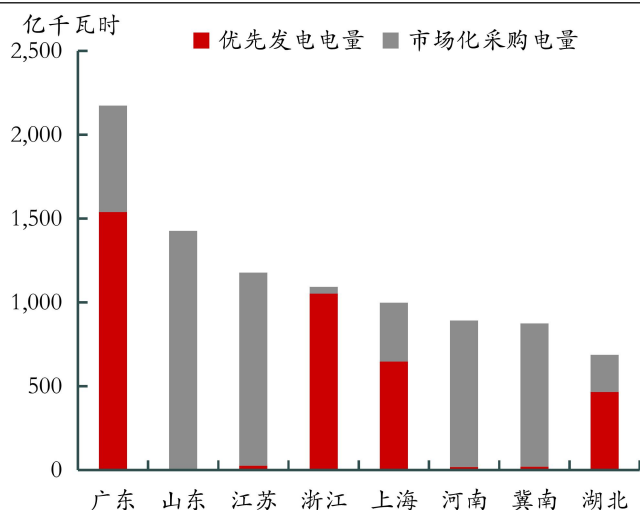
电网企业收购优先发电量剩余电量的方式有政府定价和市场化定价两种。尚未进入市场的电量执行政府定价，电网企业一般依照当地煤电基准价进行收购；跨省跨区输送电量通常以政府间协议或市场化交易的方式确定收购价。广东、浙江和上海这类外购电规模较大的地区，其电网企业所收购的优先发电量绝大部分也来自外购。以广东为例，其外购电中的云南水电通过跨省跨区送电协议进入广东，这部分外购电属于优先发电量的范畴，其落地电价通常参照广东省煤电基准价，也正因为这种购电特点，广东省代理购电价格与其当年度中长期合约成交均价会存在较大程度的偏离。在新能源发电占比较高且几乎不存在外购电力的省份，如山西，其代理购电价格与市场化采购电量规模高度相关，主要有两方面的原因，首先，电网企业年度合约签约比例不大，其次，其优先发电电量中大多为低价的新能源发电电量，且每月的电量采购结构波动较大。

此外，代理购电价格的形成机制也存在一些特殊的情况，比如，2025 年浙江省代理购电价格有固定的计算公式： M 月代理购电价格 = $(70\% \times \text{年度市场交易参考价} + 20\% \times M \text{ 月月度市场交易参考价} + 10\% \times M-2 \text{ 月现货市场交易参考价}) \times (1 + \text{上浮系数})$ 。但绝大部分省份代理购电价格仍然依据电网企业实际购电成本确定，且大部分省份对电网企业代理购电的中长期签约比例要求通常与批发用户保持一致，因此电网企业的实际购电成本

也与年度中长期合同签订情况保持高度关联，尤其是优先发电量占比较高的省份，其代理购电价格通常稳定性较高。在对电网企业代理购电量年度签约比例没有严格要求、当地新能源发电量占比较大且代理购电量主要来自市场化采购的省份（如山东），其代理购电量的波动幅度会明显大于其他地区。

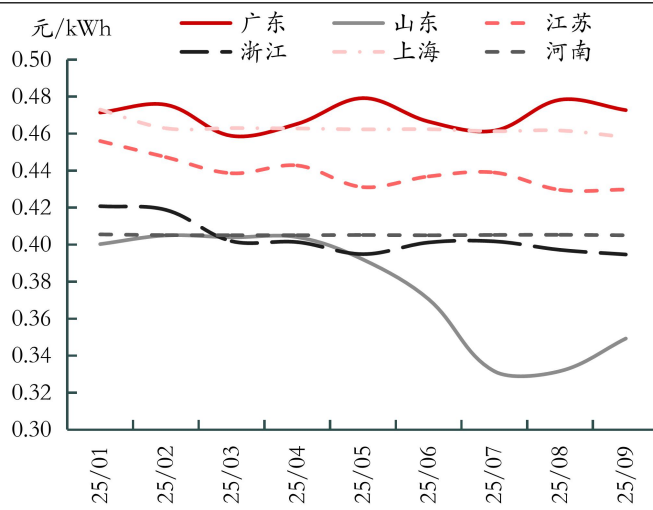
电网代理购电的运行机制决定了实际用电量会与代理购电预估电量存在偏差，这种偏差一般会通过月内中长期交易实现平衡，而随着电力现货市场的推进，偏差电量则更多通过现货交易实现平衡，偏差电量导致的偏差电费会在次月由代理购电用户分摊或分享。

图表 19：2024 年主要省份代理购电量构成



资料来源：各省电网，东证衍生品研究院

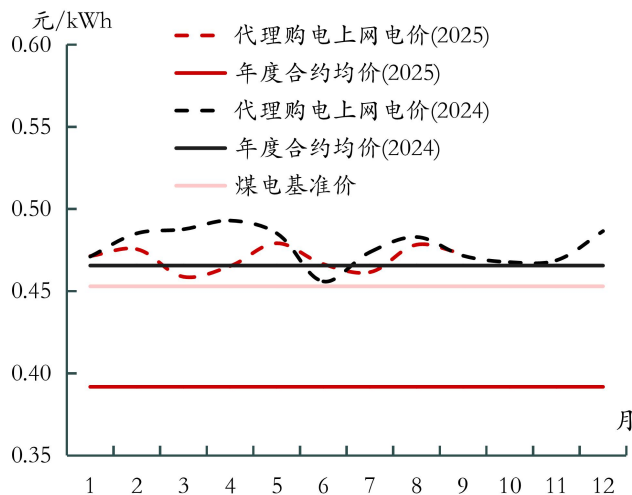
图表 20：部分省份当月代理购电平均成本



资料来源：各省电网，东证衍生品研究院

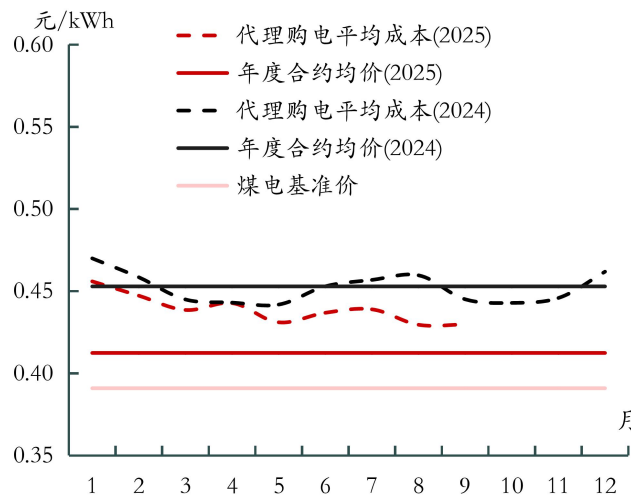
注：广东省数据口径为上网电价，其他省为当月平均购电成本

图表 21：广东代理购电价格与年度合约均价关联性弱



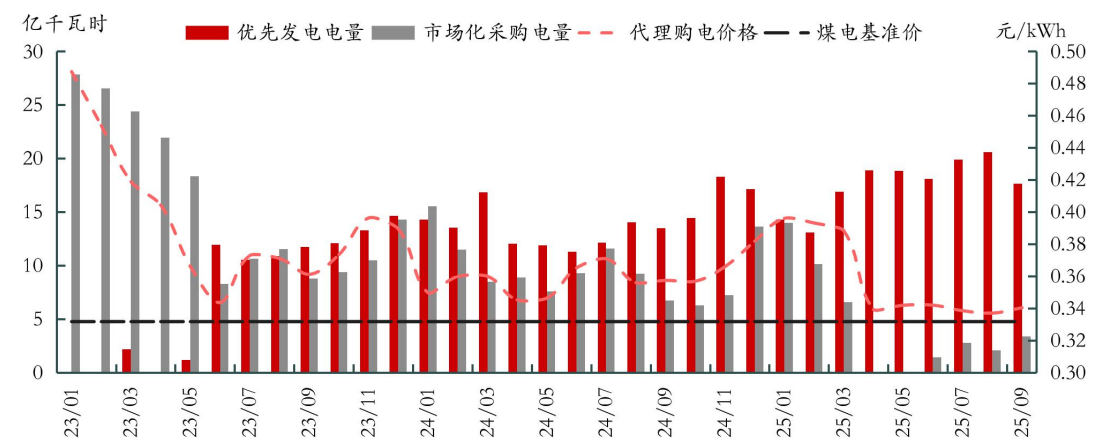
资料来源：广东电网，东证衍生品研究院

图表 22：江苏代理购电价格与年度合约均价关联性强



资料来源：江苏电网，东证衍生品研究院

图表 23：山西省代理购电价格与电网市场化采购电量规模高度相关



资料来源：山西电网，东证衍生品研究院

此外，代理购电用户必须严格执行各省规定的分时电价政策。根据日内电力供需特性，一天（24 小时）的用电时段被明确划分为尖峰、高峰、平段、低谷和深谷五大时段。各省针对不同的季节和用户类型会进行不同的时段划分，电力系统供需紧张、边际供电机组发电成本高的时段通常确定为高峰时段，供需宽松、边际供电成本低的为低谷时段，供需基本平衡的则为平段。在夏季、冬季等特殊月份会另设尖峰和深谷时段，进一步引导用户调整用电负荷。电网企业每月公布的代理购电价格直接与平段价格对应，其他四个时段的电价需在平段价格的基础上进行上下浮动，浮动范围在不同地区有明确规定，工商业用户可以通过削峰填谷来降低用电成本。

图表 24：部分地区峰谷分时时段划分（2025 年）

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
广东	7-9 月																								
	其他月																								
山东	12-次年 2 月																								
	3-5 月																								
	6 月																								
	7-8 月																								
	9-11 月																								
江苏	3-5, 9-11 月																								
	其他月																								
	315kVA:7-8 月																								
	315kVA:12-1 月																								
	315kVA:重大节假日																								

[illegible]

资料来源：各省电网，东证衍生品研究院

3、零售用户购电成本

零售用户与零售公司签订零售购电合同，其购电成本很大程度取决于其所选择的零售套餐类型。根据电能量价格定价方式的不同，电力零售套餐可分为两大类，固定价格套餐和浮动价格套餐。固定价格套餐的电能量价格不随市场价格变动而调整，浮动价格套餐的电能量价格一般与中长期市场价格或现货市场价格联动。

图表 25：主要负荷地区电力零售套餐分类

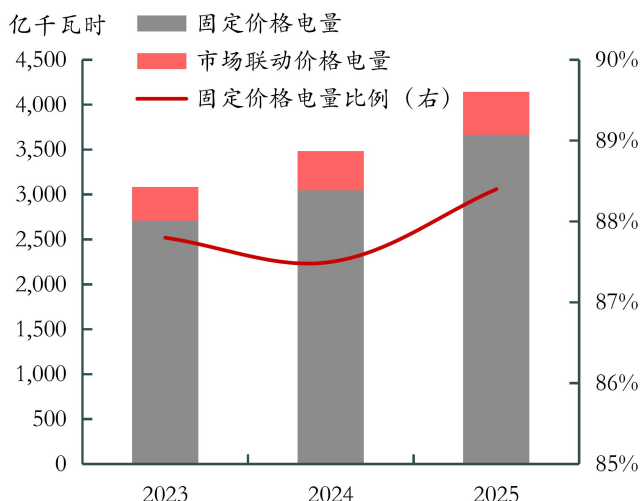
地区	零售套餐主要分类
广东	零售合同电费由固定价格电费、联动价格电费和浮动费用（可选）组成，其中 10%~30%的用电量比例应采用市场价格联动方式，其余采用固定价格；联动价格可选择月度价格或现货价格，联动现货价格时电量比例不大于 20%，固定价格可叠加煤电联动价格作为补充
山东	分时价格套餐：分时段按照固定价格结算 市场费率套餐：以现货市场实时、日前价格月度算术平均值/结算价格为基准，叠加上浮费用 混合模式套餐：结合分时价格类和市场费率类，按照一定电量比例混合两种电价形式 价格联动套餐：部分电量与中长期市场价格联动，剩余电量与现货市场价格联动
江苏	固定价格套餐：电能量价格不随市场价格变动而调整，如以年度长协均价为基准上浮一定比例 浮动价格套餐：以某一价格为基准上浮或下浮某一浮动之，基准价可以选择特定市场均价或代理购电价格 比例分成套餐：以某一价格为基准，当参考价与基准价出现偏差时，用户按照一定比例分享或分摊价差 混合套餐套餐：以上述三类套餐为基础，按照一定比例计算加权均价
浙江	固定价格套餐：分时段按照固定价格结算 市场价格联动套餐：在参考价格基础上约定上浮或下浮费用作为结算价 比例分成套餐：约定基准价，当零售套餐参考价格与基准价出现偏差时，按照一定比例分享或分摊价差（零售套餐参考价为自然月的年度交易、月度交易和现货交易均价的加权平均值；三种套餐均可设置封顶价格，封顶价格为零售套餐参考价格上浮一定比例）
冀北	固定电价套餐：约定固定零售价格，不随售电公司批发交易合同成交电价变动 固定服务价套餐：约定度电服务价格，合同价格由售电公司当月批发侧合同均价与服务相加形成 市场联动价套餐：约定基准价格和市场联动价差分成比例（套餐均可选择分时或不分时，可约定封顶价格）
河南	固定服务费套餐：电价随市场波动而调整，并支付固定的度电代理服务费。 固定价格系数套餐：度电代理服务费为售电公司批发市场交易电价乘以固定价格系数。 价差分成套餐：度电代理服务费基于售电公司批发市场交易电价与零售电价之间的差额乘以分成系数确定 组合套餐：结合固定服务费和价差分成两种模式 静态一口价套餐：可直接确定各时段电价，或在确定平段电价的基础上确定峰谷时段相应系数

资料来源：各省电力交易中心，东证衍生品研究院

广东是全国电力零售交易规模最大的省份，其 2024 年零售交易结算电量为 3946.8 亿千瓦时，占全市场交易电量的 99.96%。广东省的电力零售套餐形式明显有别于其他主要负荷省份，其电能量价格必须联动市场价格，且比例不得低于 10%。从 2025 年度零售合同签订情况来看，88.4%的电量执行固定价格，11.6%的电量联动市场价格，这一比例情况在近三年几乎没有明显波动。从价格水平来看，2025 年固定价格部分电量均价为 0.4063 元/kWh，较年度交易均价上浮 3.67%，从历史情况来看，零售市场固定价格部分电量均价与当年年度合约交易均价存在高度相关性，主要是因为售电公司是广东省电力年度交易

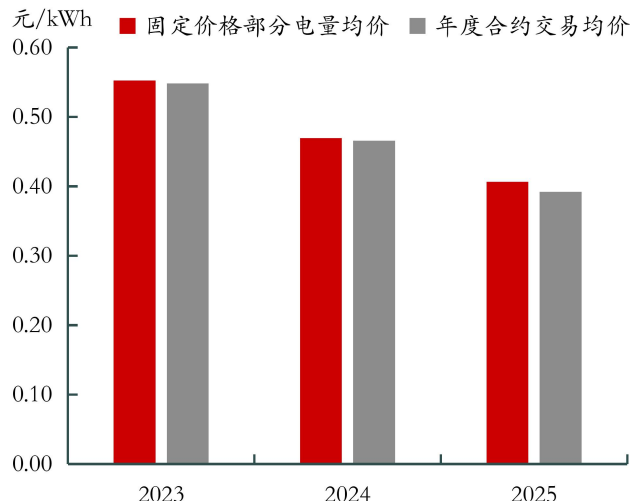
最主要的参与者，因此零售合约的签订很大程度会参考年度中长期交易结果，从而稳定售电公司收益。

图表 26：广东电力零售市场电量构成



资料来源：广东电力交易中心

图表 27：广东电力零售市场固定价格部分电量均价与年度合约交易均价高度相关



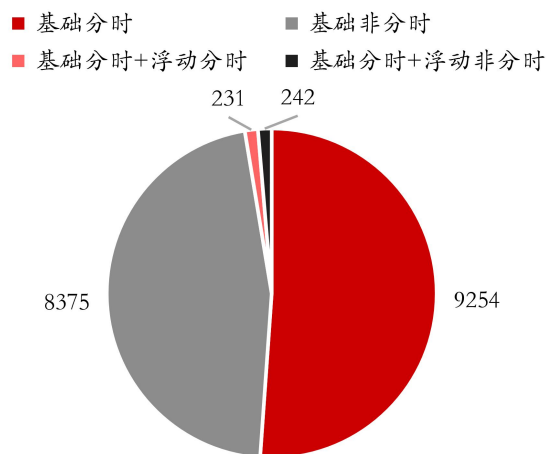
资料来源：广东电力交易中心

注：2023 年固定价格部分电量及均价未公布，此处以当年实际结算均价扣除分摊费用代替

大部分省份对售电公司购电的中长期签约比例要求通常与电网企业和批发用户保持一致，使得电力零售价格与年度合约交易价格关联，但也有少数省份存在例外，如山西省，山西省电力交易的结构特点是，其中长期交易以月度交易为主，2024 年月度交易成交电量约占中长期交易总电量的 55%，而年度交易电量仅占 25%，这也就形成了其工商业购电价格可能在年内波动较大的特点。

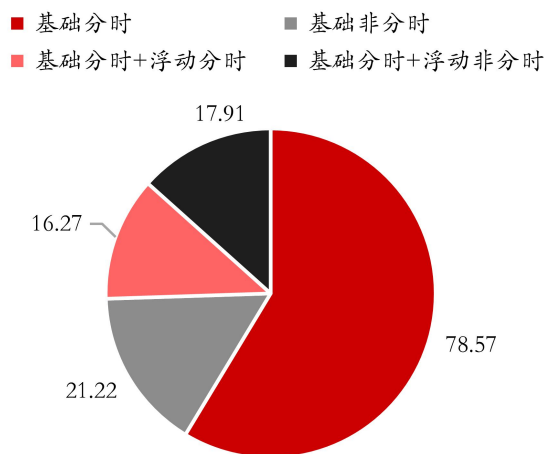
山西省电力零售套餐分为五类，基础分时套餐、基础非分时套餐、基础分时+浮动分时套餐、基础分时+浮动非分时套餐以及基础非分时套+浮动非分时套餐。套餐选择方面，山西省零售用户绝大多数选择基础套餐，且用电量偏大的用户更多选择基础分时套餐和组合套餐，而小用户则更多基础非分时套餐。从分月结算价格变化来看，山西省基础非分时套餐的结算价格（不包含上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等，下同）相对稳定，其他类型套餐价格波动较大。同时，其零售市场结算价格与代理购电价格的走势在大部分时间也保持一致，但零售结算价整体波动幅度更小。

图表 28: 2025 年 7 月山西电力零售市场用户数量 (家)



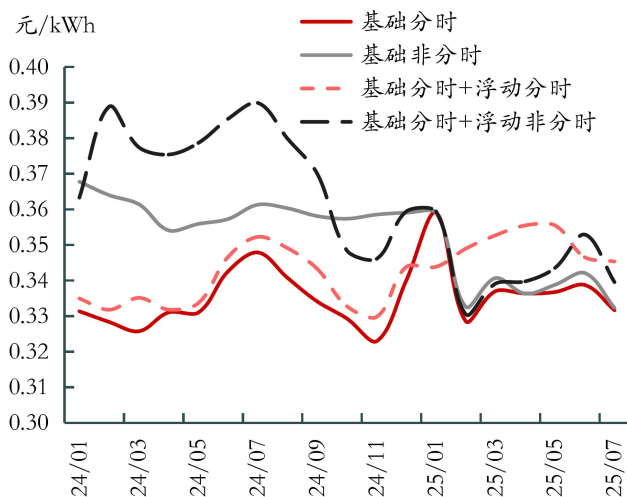
资料来源: 国网山西省电力公司

图表 29: 2025 年 7 月山西电力零售市场结算电量 (亿千瓦时)



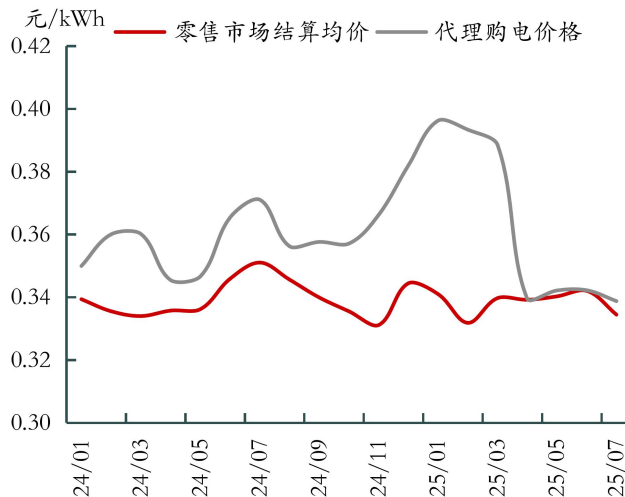
资料来源: 国网山西省电力公司

图表 30: 山西电力零售市场分套餐结算均价



资料来源: 国网山西省电力公司

图表 31: 山西电力零售结算价格 v.s. 代理购电价格



资料来源: 国网山西省电力公司

2.3、工商业购电成本的主要影响因素

1、优先发电量规模

优先发电量是电网代理购电电量的主要来源之一。在外购电规模较大的省份, 优先发电量主要来自地方政府协议送电, 这部分发电量往往不参与省内市场化交易, 而是作为市场交易的边界条件。政府间购售电协议具有以下特点: 1) 周期较长, 政府间购售电协议大多以 3-5 年为一个周期, 确定周期内的计划送电量以及对应价格; 2) 价格稳定, 协议

电量落地电价一般会参考送受两端的燃煤基准价或市场交易均价，对于水电等低价电源也可以通过“点对网”的交易形式协商确定较低的价格，即优先发电量中既有高价电源也有低价电源，这取决于不同地区的省内电源结构和外购电结构。在绿色电力规模较大省份，优先发电量主要来自省内风电、太阳能发电和水电等低价电源。但我们也注意到，136号文出台后，新能源项目全面入市，新投产机组完全被剔除优先发电计划之列，但由于此前绝大部分省份已经在持续缩减风、光电的优先发电电量规模，因此预计136号文对优先发电电量整体规模的影响较小。

电网企业可以获得的用于工商业用电的优先发电电量也取决于居民和农业的实际用电量，在居民和农业用电的季节性旺季，电网企业市场化采购电量的规模将相对扩大，对于外购电价格低于市场价的地区，其电网企业购电成本往往会增加，代理购电价格也会相应提高；此外，由于居民和农业用电量的提升，工商业用户需要分摊的费用也有增加的可能性，但分摊部分占比较小，对电价整体影响不明显。未来，随着跨省跨区域电力中长期市场和现货市场的建立和完善，省间电力资源互济将更多通过市场化的方式开展，各省优先发电电量规模将更多取决于居民、农业部门电力需求，再加上代理购电规模的逐渐缩小，优先发电电量或许也不再作为工商业用户的用电来源。

图表 32：新能源项目优先发电计划变化较大的地区

地区	2025 年	2022 年
四川	风电项目利用小时暂按 400 小时确定，光伏项目利用小时暂按 300 小时确定	风电项目利用小时按 1800 小时确定，光伏项目利用小时暂按 1300 小时确定
新疆	非平价风电项目保量保价优先发电利用小时数 895 小时；非平价光伏项目优先小时数 500 小时	分资源区保障性风电项目优先发电利用小时数 1900、1800 小时；保障性光伏项目优先小时数 1500、1350 小时
宁夏	以用定发、发用匹配，优先用电主要保障居民、农业等保障性用户，风电、光伏优先发电计划 60.72 亿千瓦时	优先发电计划不得大于优先用电计划及电网代理购电量的总和，风电、光伏优先发电计划 75 亿千瓦时
蒙西	常规风电保量保价优先发电计划小时数 390 小时，特许权项目 2000 小时；常规光伏保量保价优先发电计划小时数 320 小时，领跑者项目 1500 小时	常规风电保量保价优先发电计划小时数 1100 小时，特许权项目 2000 小时；常规光伏保量保价优先发电计划小时数 900 小时，领跑者项目 1500 小时

资料来源：内蒙古自治区能源局，宁夏回族自治区发改委，四川省能源局，新疆维吾尔自治区发改委

2、煤电边际发电成本

在现有的定价体系中，煤电作为边际定价机组对中长期电价中枢具有决定性作用。燃煤机组的发电成本主要包含燃料成本、固定成本和环保成本等。燃料成本中绝大部分为燃煤费用，小部分为燃油费用，燃油主要用于点火及助燃；固定成本主要包括设备折旧和维修、人工成本等企业运营费用；环保成本主要包括环保设备研发投入、废弃物处理、环保税费、碳交易费等。燃料成本约占煤电度电成本的 60%~70%，且往往波动较大，而其他成本则较为稳定。

煤价的波动会通过成本传导机制直接影响到电价，且关联性较强。由于关系到能源安全和市场稳定，我国自 2016 年正式提出建立起电煤中长期合同制度，鼓励煤炭企业与发电、

供热企业签订 1~5 年的中长期协议，稳定市场预期。发改委每年年末会发布次年电煤中长期合约签订工作相关文件，对期限要求、签约比例、价格机制等作出明确规定。根据《关于做好 2025 年电煤中长期合同签订履约工作的通知》，发电企业合同签订量应不低于其需求量的 80%，全年履约率不得低于 90%。

以产地价格计算的电煤中长期合同应按照国家发改委以及地方政府的规定在合理的价格区间内签订和履约，如山西煤炭（5500 千卡）坑口价合理区间为 370~570 元/吨。以港口价格计算的电煤中长期合同价格按照“基准价+浮动价”执行，基准价由发改委设定，2025 年 5500 千卡下水煤基准价为 675 元/吨；浮动价根据全国煤炭交易中心综合价格指数（NCEI）、环渤海动力煤综合价格指数（BSPI）、秦皇岛动力煤综合交易价格指数（CCTD）以及新增的中国电煤采购价格指数（CECI）综合确定，每月调整一次。即长协价=675×0.5+每月最后一期的（环渤海动力煤价格指数+秦港动力煤价格指数+国煤下水动力煤价格指数+中国沿海电煤采购价格指数）/4×0.5。四大煤炭价格指数中，现货价的计算权重分别为 28%、10%、18%和 21%，因此，对于电煤全部自国内采购的电厂，其全年采购均价与现货挂钩的比例至少为 35%，但存在进口煤时，该比例将相应提高。整体上看，动力煤现货价格对我国电厂电煤采购成本的影响系数约为 0.4~0.5，沿海电厂采购成本则更多与进口煤价格波动相关。

3、能源供应结构

能源供应结构通过成本传导和政策干预等维度直接影响电能量价格以及工商业购电成本。由于目前我国电力结构中仍然以煤电为主导，因此煤价的波动是影响电价最主要的因素。以风光电为主的新能源发电边际成本趋近于零，其运营成本主要是初始固定投资和系统调节成本。水电是清洁能源中成本最低的电源，一方面，水电机组折旧年限较长，且实际运行年限远超折旧年限，因此度电成本极低。无论是在电力中长期市场还是现货市场中，边际成本较高的市场化机组往往会被挤出市场。而随着低成本清洁能源发电量的增加，在电煤价格和电力负荷保持不变的情况下，系统边际出清价格也会越来越低，市场整体价格中枢长期将明显承压。

图表 33：2024 年我国各类电源平准化度电成本

类型	平准化度电成本 (LCOE) (元/度)
陆上风电	0.18
海上风电	0.25~0.33
集中式光伏	0.20
核电	0.20
水电	0.09~0.18
煤电	0.24~0.26（按标煤 700 元/吨计）
气电	0.55~0.65

资料来源：水电水利规划设计总院，中国广核，长江电力，华能水电，甘肃能源，东证衍生品研究院

136 号文出台后，新能源上网电量全面参与电力市场，场内收入完全市场化，过渡期保量保价的电量规模将不断缩减，新能源项目低成本的特点在竞价中充分释放，煤电机组将被进一步挤出。由于新能源项目差价结算的费用仍然由工商业用户分摊或分享，因此机制电价直接影响终端用户购电成本。在目前已经公布的 20 个地区的配套文件中，对于存量项目，绝大部分地区仍延续其现有保障性政策，以煤电基准价作为其机制电价，但机制电量规模或略有缩减；对于增量项目，其机制电价由市场竞价确定，短期普遍以先进电站度电固定成本作为竞价下限，但也有少数省份明确表示后续可能会视情况取消竞价下限。增量项目机制电价是影响影响新能源项目收益和工商业用户费用分摊最主要的因素之一，从市场化竞争角度看，由于机制电价是通过竞价形成的，参与竞价的机组会尽可能贴近 LCOE 参与报价，使得最终的机制电价持续向更低的成本价靠拢，在压缩新能源项目利润空间的同时，也降低了市场整体购电成本。

图表 34：部分省份 136 号文配套细则主要内容梳理

地区	项目类型	机制电价（元/kWh）	机制电量规模	执行期限
山东	存量	0.3949	与现行具有保障性质的相关电量规模政策衔接	全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者
	增量	风电 0.094~0.35 光伏 0.123~0.35	2025 年风电 81.73 亿千瓦时，光伏 12.94 亿千瓦时	深远海风电 15 年 其他项目 10 年
广西	存量	分布式 0.4207 集中式（不含海上风电）0.324	分布式项目上网电量全部纳入机制电量规模；集中式项目规模由主管部门按年确定	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份中较早者
	增量	竞价上限 0.4207；下限按照最先进电站固定成本确定，后续视情况取消	2025 年 33%；单个项目申报电量 ≤ 80%	12 年
蒙东	存量	0.3035	衔接目前具有保障性质的上网电量规模	达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年
	增量	竞价确定	暂不安排新增纳入机制的电量，后续根据可再生能源消纳权重等因素确定	暂未明确
蒙西	存量	0.2829	衔接目前具有保障性质的上网电量规模	达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年
	增量	竞价确定	暂不安排新增纳入机制的电量，后续根据可再生能源消纳权重等因素确定	暂未明确
广东	存量	延续现有政策	延续现有政策	延续现有政策
	增量	竞价确定	竞价电量规模由主管部门确定，单个项目申报电量 ≤ 90%	海上风电项目 14 年 其他新能源项目 12 年
新疆	存量	补贴项目 0.25 平价项目 0.262	补贴项目 30% 平价项目 50%	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份中较早者
	增量	竞价区间 0.15~0.262	50%	10 年
湖南	存量	0.45	80%	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份中较早者

	增量	2025 年竞价区间 0.26—0.38	单个项目申报电量≤80%	10 年
山西	存量	0.332	与现行具有保障性质的相关电量规模政策衔接	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份中较早者
	增量	首次竞价区间 0.199~0.332	与现有新能源非市场化电量比例适当衔接	考虑同类项目初始投资平均回收期
海南	存量	0.4298	2023 年前投产 100%，2023 年投产 90%，2024 年投产 85%，2025 年 6 月前投产 80%	项目投产满 20 年
	增量	竞价上限 0.4298，下限按照最先进电站固定成本确定，后续视情况取消	海上风电 80% 陆上风电/光伏 75%	海上风电 14 年 陆上风电/光伏 12 年
甘肃	存量	0.3078	154 亿千瓦时	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份中较早者
	增量	竞价确定	单个项目申报电量≤80%	12 年
辽宁	存量	0.3749	与现行保障性优先发电电力电量平衡相关政策衔接	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与投产满 20 年对应月份中较早者
	增量	2025 年竞价区间 0.18—0.33	根据可再生能源消纳权重和用户承受能力等因素综合确定	考虑同类项目初始投资平均回收期
宁夏	存量	0.2595	分布式项目上网电量全部纳入机制电量，集中式光伏、风电项目上网电量纳入比例为 10%	项目达到全生命周期合理利用小时数与项目投产满 20 年较早者
	增量	竞价区间 0.18—0.2595	暂按增量项目年度预测上网电量的 10%确定	10 年
上海	存量	0.4155	与现行具有保障性质的相关规模政策衔接	项目剩余全生命周期合理利用小时数与国家可再生能源电价补贴剩余小时数中较早者
	增量	竞价确定	根据可再生能源消纳权重和用户承受能力等因素综合确定	12 年
黑龙江	存量	0.374	衔接现行具有保障性质的相关电量政策	项目剩余全生命周期合理利用小时数与投产满 20 年较早者
	增量	竞价确定，上限为煤电基准价，下限初期可按照先进电站固定成本确定	第一年纳入与现有新能源非市场化比例衔接，第二年及以后根据可再生能源消纳权重确定	12 年
贵州	存量	0.3515	110 千伏以下项目机制电量比例为 100%，110 千伏及以上项目机制电量比例为 80%	项目剩余全生命周期合理利用小时数与投产满 20 年较早者
	增量	风电 0.19~0.3515 光伏 0.25~0.3515	2025/6/1-12/31 期间预计新建投产新能源上网电量的 77%；单个项目申报电量≤90%	12 年
重庆	存量	0.3964	衔接现行保障性收购政策	项目剩余全生命周期合理利用小时数与投产满 20 年较早者

	增量	竞价确定，上限为 0.3964，下限考虑先进电站固定成本	未明确	12 年
云南	存量	0.3358	集中式光伏项目：根据并网时间的不同，机制电量分别为上网电量的 100%、80%、65%、55% 集中式风电：根据并网时间的不同，机制电量分别为上网电量的 60%、50%、45% 分布式光伏/风电：100%	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与全容量并网满 20 年对应年份中较早者
	增量	竞价确定，下限考虑先进电站固定成本	根据可再生能源消纳责任权重确定	12 年
湖北	存量	0.4161	集中式新能源机制电力占上网电量比例上限为 12.5%，分布式比例为 80%	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与投产满 20 年对应月份中较早者
	增量	竞价确定，考虑合理收益等因素设定上限，考虑成本等因素设定下限	根据可再生能源消纳权重和用户承受能力等因素综合确定	12 年
浙江	存量	0.4153	统调新能源项目机制电量不高于 90%，其他项目不高于 100%	项目剩余全生命周期合理利用小时数与投产满 20 年较早者
	增量	竞价确定，上限为 0.393，下限考虑先进电站固定成本	首次竞价规模与当前新能源非市场化电量比例衔接	8~12 年
安徽	存量	0.3844	单个项目机制电量比例按其年度上网电量扣减中长期合同电量占比确定	项目剩余全生命周期合理利用小时数与投产满 20 年较早者
	增量	竞价确定，考虑合理收益等因素设定上限，考虑成本等因素设定下限	根据可再生能源消纳权重和用户承受能力等因素综合确定	按照同类项目回收初始投资平均期限确定

资料来源：各省发改委，东证衍生品研究院

注：部分文件为征求意见稿

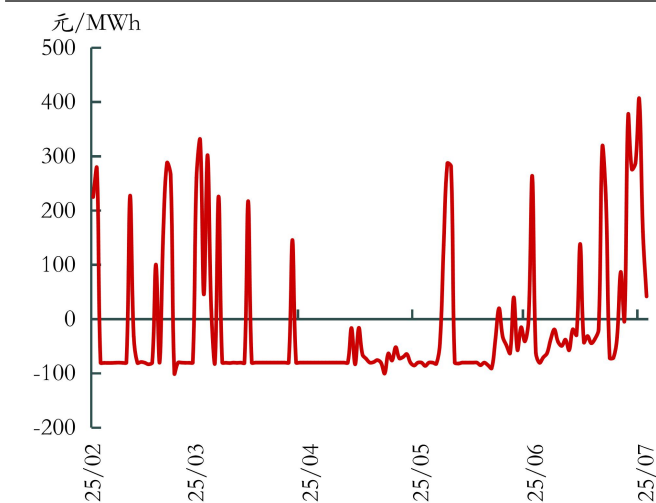
4、市场供需关系

随着我国电力市场化改革的持续推进，供需关系已然成为了影响电价最重要的因素。中长期价格反映了市场对未来一段时间电力供需状况的预期，而现货市场价格则反映超短期预测和实时的电力供需关系。电力供应端的影响因素主要包括煤价、新能源装机容量、天气条件和电网调节能力；需求端主要包括工业用电需求和居民用电需求，工业需求受到宏观经济和产业政策影响，居民需求具有季节性，易受到高温、寒潮等极端天气影响。同时，随着新能源发电规模的扩张，发电用结构的分时特性也很大程度上影响了分时政策和电价，且光伏发电对分时电价的影响尤为显著。午间是传统的用电负荷低谷，而此时也是光照最为充足的时段，光伏发电装机容量的激增使得午间的电力供需错配矛盾进一步加深，多省电力负荷“鸭子曲线”成为常态。

新疆、内蒙古、山东、江西四个省份自 2024 年以来陆续设置了部分月份午间光伏高发期的深谷时段，引导用户削峰填谷，深谷电价较平段电价下浮 70%~90%，尽管如此，山东、蒙西等新能源发电占比较高地区的现货市场仍出现了午间负电价，尤其是山东负电价出

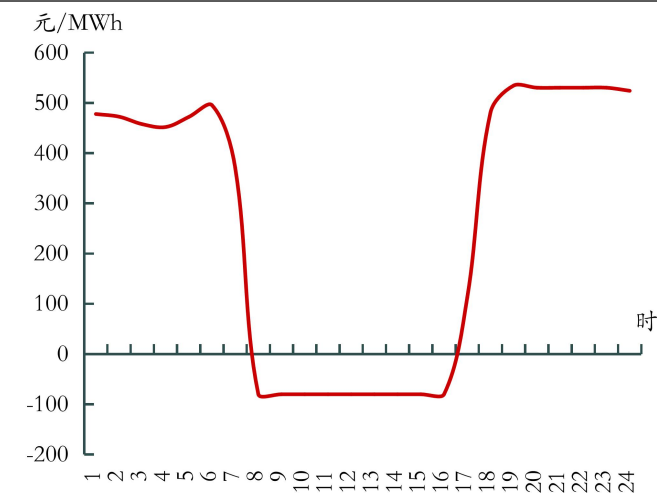
现频率极高，今年5月，山东日前市场用电侧午间（12时）价格曾出现连续40天负电价。在发电机组出力高于用电负荷的情况下，煤电机组大范围停机，新能源机组竞价积极性增强。一方面，煤电机组启停成本较高，且火电机组参与调峰可获得容量补偿，另一方面，新能源机组享受保障性补贴或绿证收益，二者均存在负电价报价空间。但整体上看，由于机制电价政策的存在，现货市场短时负电价并未对用电端的购电成本产生明显影响，年度以及季节性的供需关系仍然是决定全年电价中枢水平最重要的因素。

图表 35: 2025 年 2-6 月 12 时山东日前市场用户侧电价



资料来源：山东电力交易中心

图表 36: 2025/5/3 山东日前市场用电侧分时电价曲线



资料来源：山东电力交易中心

3、电力期货市场展望

3.1、海外成熟电力期货市场

电力期货可以看作是一种标准化的中长期电力合约，其价格与现货市场价格挂钩，市场参与者的主要目的是规避电力现货价格波动风险。欧洲和美国是世界上电力期货发展最成熟的市场之二，其运行机制及发展经验对我国电力期货市场建设具有深刻的借鉴作用。

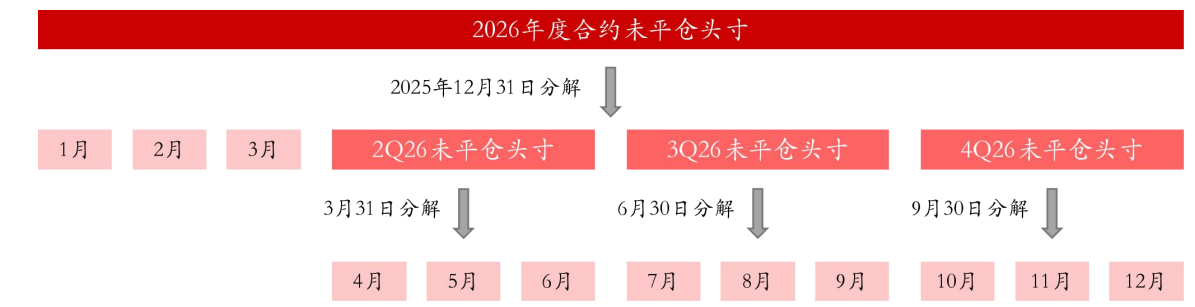
欧洲电力期货交易主要集中在 EEX，其合约设计与其现货市场运行特性紧密相关。欧洲电力现货市场实行以国家为主的区域报价体系，每个国家形成统一电价，因此期货合约也是以国家电价作为标的。根据交割周期的不同，也推出了涵盖日度、周度、月度、季度和年度合约，某些国家还推出了周末期货合约。另外，考虑用电需求的特性，欧洲电力期货将全天 24 小时分成基础负荷和峰值负荷时段，对应设计基荷合约和峰荷合约。结算方式上，EEX 欧洲电力期货已经全面取消了实物交割，即全部采用现金结算。德国近月基础负荷电力期货合约是欧洲地区流动性最高的电力期货合约。

图表 37：欧洲电力期货主要交易品种

交割周期	上市合约期限	负荷类型	交割方式
日度	未来 34 天	基础负荷合约 (0:00-24:00 均价)	现金结算
周末	未来 5 个周末		
周度	当前和未来 4 周		
月度	当前和未来 9 个月	峰值负荷合约 (8:00-20:00 均价)	
季度	未来 11 个季度		
年度	未来 10 年		

资料来源：EEX

根据级联机制，欧洲年度电力合约的未平仓头寸在最后交易日结束后将被自动分解为三個月度合约（1-3 月）和三个季度合约，季度合约后续将依次被分解为月度合约，即年度和季度合约未平仓头寸最终都将被相应的月度合约头寸替代。此外，EEX 与 EPEX SPOT 合作提供部分合约的期转现服务，即未平仓头寸将逐日分解，在相应的日前市场中参与拍卖交易。

图表 38：电力期货合约基于级联程序的分解简图


资料来源：EEX，东证衍生品研究院

以德国电力期货为例，德国电力现货市场分为日前市场和日内市场，定价方式为系统边际定价（SMP），期货标的物是德国市场区域的欧洲电力交易所（EPEX）日前价格。德国电力期货合约的输送容量为 1MW，即每日最大输电量为 24MWh（夏令时和冬令时切换时，部分天数可能为 23 或 25 小时），对应地，一手月度基荷电力期货合约的规模为 744MWh（31 天计）。进行现金结算时，交易所计算出合约月份每日的 SMP 算术平均值作为最终结算价，并依据期货合约交易价格进行差价结算。

图表 39：德国月度基础负荷电力期货合约相关参数

参数	内容
输送单位	1MW
合约规模	24MWh×天数
最小变动价格	0.01 欧元/MWh
交割方式	现金结算
标的物	德国 EPEX 日前价格月度均价
最后交易日	合约月份前的最后 1 个交易日中午 12 时
到期日	合约月份的最后一天
结算日	到期日或到期日后的第一个交易日

资料来源：EEX

美国的电力期货设计与欧洲存在差异。美国的电力市场是区域性的，目前共划分了 10 个区域市场，包括西南、西北、东南三大传统区域市场和七大 ISO/RTO 市场。三大传统区域市场内部电力协调能力较差，由公共事业企业负责区域内电力系统的运营，且公用事业公司通常是垂直整合的垄断企业，即全权负责发电、输电和配电。七大 ISO/RTO 市场包括新英格兰地区 (ISO New)、纽约州 (NYISO)、宾夕法尼亚—新泽西—马里兰州 (PJM)、中部地区 (MISO)、西南联合电力系统 (SPP)、德克萨斯州 (ERCOT)、加利福尼亚州 (CAISO) 其他区域市场，各区域由独立系统运营商或区域输电组织进行管理，将发电、输电和配电业务分离，且区域内系统耦合程度较高，电力市场化交易成熟，但区域间缺乏市场协调机制。

美国电力期货交易主要集中在 ICE，其次在 Nodal Exchange，合约覆盖大部分电力区域市场，并根据区域内交易枢纽的不同进行进一步划分。ICE 提供日度、周度以及月度合约，Nodal Exchange 则仅提供月度合约。美国电力期货根据负荷类型主要分为峰值负荷合约和非峰值负荷合约（具体时段划分在不同区域存在差异），此外也设置有部分特殊短时段合约，如 CAISO 区域的 6:00-9:00 合约、ERCOT 区域的 9:00-17:00 和 17:00-21:00 合约等，但特殊时段合约成交活跃度偏低；根据期货标的又可分为日前电价和实时电价合约，交割方式均为现金结算。

图表 40：美国电力期货主要交易品种

交易所	交割周期	上市合约期限	覆盖区域	负荷类型	标的	交割方式
ICE	日度合约	38-365 天	PJM、MISO、ISO New England Mass、NYISO、 ERCOT、Western Power	峰值负荷/非峰 值负荷/特殊时 段负荷	日前电价/ 实时电价	现金结算
	周度合约	连续 52 周				
	月度合约	连续 50 个月				
Nodal Exchange	月度合约	连续 156 个月	ISO New、NYISO、PJM、 MISO、ERCOT、SPP 、 CAISO、Mid-C			

资料来源：ICE，Nodal Exchange

PJM 市场是美国最大的区域电力市场，相关电力期货的交易也最为活跃。西部枢纽是 PJM 地区最主要的电力定价中心，其覆盖范围从宾夕法尼亚州伊利一直延伸到华盛顿特区。PJM 电力现货市场包括日前市场和实时市场，定价方式为边际节点定价（LMP），与我国的电力现货市场定价机制十分相似。PJM 电力期货合约的标的物即 PJM 区域日前价格或实时价格，月度合约输电容量一般为 1MW，日度合约包括 5MWh、16MWh、50MWh、80MWh、800MWh 等合约规模。PJM 电力期货的现金结算价参考 PJM Interconnection 在合约月份所有相应时段 LMP 的算术平均值。

图表 41：Nodal Exchange 提供的 PJM 区域主要电力期货月度合约

合约名称	合约时段	标的
PJM 西部枢纽月度日前峰值电力期货	工作日 7:00-23:00	日前电价算术平均数
PJM 西部枢纽月度日前非峰值电力期货	工作日 23:00-次日 7:00 及非工作日全天	
PJM 西部枢纽月度日前 7×8 电力期货	每日 7:00-23:00	
PJM 西部枢纽月度日前 2×16 电力期货	非工作日 7:00-23:00	
PJM 西部枢纽月度日前 7×16 电力期货	每日 7:00-23:00	

资料来源：Nodal Exchange

图表 42：PJM 西部枢纽月度日前峰值电力期货合约相关参数

参数	内容
输送单位	1MW
合约规模	16MWh×工作日天数
最小变动价格	0.0001 美元/MWh
交割方式	现金结算
标的物	PJM 西部枢纽日前价格对应时段算术平均数
最后交易日	合约月份前的最后 1 个交易日
结算日	合约月份结束后的第 3 个交易日

资料来源：Nodal Exchange

3.2、我国电力期货展望

我国电力市场运行与欧洲和美国均存在异同点。我国电力市场目前仍以省级行政区为单位，区域内各自形成不同的电力中长期和现货价格，且各省电力交易集中度高，类似于欧盟内部各成员国形成的电力交易市场；我国电力现货市场定价机制与美国相似，采用节点边际定价，精确反映不同地理位置的电力成本和电网物理约束。此外，欧美电网调度机构相对独立，电网运行更加市场化，而我国电网调度机构则隶属于各省级电网企业，电网运行实行分级统一管理；市场运行方面，欧美电力交易更偏向市场化，而我国则是计划性与市场性的结合。

参考欧美电力期货产品以及我国电力现货市场运行情况，我国未来的电力期货产品大概率也会以省级供电营业区进行划分，基于日前市场开展，除了不分时的基础合约外，可能也会额外推出按照峰谷平段进行划分的合约，大体上有两种划分方式，一是完全参考各省现行峰谷分时电价政策，划分为深谷、谷段、平段、高峰和尖峰五种类型，或峰谷平三种类型，二是参考美国电力期货合约设计，简单划分为峰段和非峰段。周期方面，月度合约是大概率会推出的类型，同时考虑我国电力现货市场采用“日清月结”的结算模式，月内期货合约（如周度）在结算方面与现货市场存在不匹配，不具备成为必要的合约的客观条件。合约标的为日前市场统一结算点电价，现金结算或是唯一的结算方式。

电力期货发展的主要功能之一是规避新能源发电占比量提升背景下现货电价大幅波动的风险，而作为待开发的期货品种，其有以下必要的上市前提：价格的市场化程度、市场规模、交易活跃度、易交割性以及行业发展前景等。广期所筹备的广东电力期货是目前我国唯一公开研发推进的电力期货品种，下面从广东电力现货市场的发展情况来看目前我国电力期货发展的一些重难点。

1. 市场规模短期有限。电力供应关系社会民生，其中长期价格始终被政府严格管控，而日前和日内交易市场化程度较高，价格经常出现剧烈波动，现货市场参与者也存在套期保值需求。但交易规模方面，由于国家要求高比例签订中长期合同，现货市场结算规模较小，2025 年上半年，广东电力现货市场偏差电量 239.7 亿千瓦时，占全部市场购电用户总用电量的 11.5%，按照非谷段用电时长(16 小时/日)计算，市场可交割容量约 8,200 MW。因此，在未降低中长期合同签订比例要求的前提下，短期市场规模相对有限。

2. 批发用户准入条件有待放开。从近年广东电力现货市场的交易者构成来看，实际参与交易的主体主要为发电企业和售电公司，尽管自 2023 年以来参与者数量明显扩大，但市场规模仍十分有限，且由于受到政策限制，批发用户数量极少，对于期货交易活跃度的提升存在一定阻碍。目前，许多省份已经逐步放开对电力现货市场批发用户的准入条件，取消了对电力等级或年用电量的限制，扩大市场主体范围。但考虑到电力行业保供以及定价的特殊性，短期不适宜引入机构及个人投资者，或需对机构和个人投资者设置严格的准入门槛和交易限制。整体上看，短期市场活跃度的提升存在较大难度。

图表 43：广东电力现货市场参与情况

	2023	2024	25H1
售电公司（家）	176	257	350
发电机组（台）	246	318	386
新能源发电企业（家）	4	45	123
批发用户（家）	4	4	7
独立储能（家）	1	6	9
抽水蓄能（家）	-	1	1
现货市场偏差电量（亿千瓦时）	283.3	421.5	239.7

资料来源：广东电力交易中心

3. **价格波动幅度设计。**产品功能上，月度电力期货合约可以理解为标准化的月度中长期合同，除高耗能企业中长期市场交易电价不受到上浮 20% 的限制之外，大部分参与者的中长期交易仍受到严格管控，但为了灵活反映电力供需关系，现货市场的价格波动区间较大。一方面，是否需要为电力期货设置明确的价格上下限，另一方面，在设置价格波动区间的情况下如何将不受价格上限限制的交易从市场中分离开来，这可能是现行制度背景下电力合约设计面临的难点。

4. **过度投机行为控制。**电力期货的上市更多是为了满足供需两侧的套期保值需求，且需要严格杜绝过度投机行为引发的价格异常波动。在日前市场，发电侧只允许作为售电方，用户侧只允许作为购电方。对应地，日前电力期货合约持仓或同样受到此类条件限制。且基于对电力期货市场的风险控制，非套保交易行为将会受到严格监管，套期保值交易持仓额度以及投机持仓限额设计将是交易规则设计的重要一环。

综合来看，随着电力现货市场的逐渐铺开，可再生能源发电占比的提升使得电力现货价格频繁大幅波动，相关市场参与者存在较为迫切的风险管理需求。但面临市场规模、交易活跃度有限等客观市场运行背景，面对中长期市场、现货市场与期货市场衔接的风险管理控制等规则设计难点，短期电力期货上市条件尚未完全成熟，需等待市场设计的进一步完善和相关政策协同措施的落地。

4、风险提示

宏观经济风险等。

期货走势评级体系（以收盘价的变动幅度为判断标准）

走势评级	短期（1-3 个月）	中期（3-6 个月）	长期（6-12 个月）
强烈看涨	上涨 15%以上	上涨 15%以上	上涨 15%以上
看涨	上涨 5-15%	上涨 5-15%	上涨 5-15%
震荡	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%
看跌	下跌 5-15%	下跌 5-15%	下跌 5-15%
强烈看跌	下跌 15%以上	下跌 15%以上	下跌 15%以上

上海东证期货有限公司

上海东证期货有限公司成立于 2008 年，是一家经中国证券监督管理委员会批准的经营期货业务的综合性公司。东证期货是东方证券股份有限公司全资子公司。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货交易咨询、资产管理、基金销售等业务，拥有上海期货交易所、大连商品交易所、郑州商品交易所、上海国际能源交易中心和广州期货交易所会员资格，是中国金融期货交易所全面结算会员。公司拥有东证润和资本管理有限公司，上海东祺投资管理有限公司和东证期货国际（新加坡）私人有限公司三家全资子公司。

自成立以来，东证期货秉承稳健经营、创新发展的宗旨，坚持以金融科技助力衍生品发展为主线，通过大数据、云计算、人工智能、区块链等金融科技手段打造研究和技术两大核心竞争力，坚持市场化、国际化、集团化发展方向，朝着建设一流衍生品服务商的目标继续前行。

免责声明

本报告由上海东证期货有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本公司已取得期货投资咨询业务资格，投资咨询业务资格：证监许可【2011】1454号。

本研究报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买投资标的的邀请或向人作出邀请。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东证衍生品研究院，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

东证衍生品研究院

地址：上海市中山南路318号东方国际金融广场2号楼21楼

联系人：梁爽

电话：8621-63325888-1592

传真：8621-33315862

网址：www.orientfutures.com

Email：research@orientfutures.com