

2024

广东电力市场年度报告

Guangdong Power Market Annual Report



广东电力交易中心有限责任公司
GUANGDONG POWER EXCHANGE CENTER CO.,LTD.

前言

2024 年，是习近平总书记提出能源安全新战略十周年，在省能源局和南方能源监管局的组织领导、电网公司的推动支持以及经营主体的积极参与下，广东电力交易中心始终坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，开拓创新、奋勇前行，扎实推动市场建设各项任务做细做实。经过持续优化完善，广东电力市场体系逐步健全，市场“保供应、稳价格、促消纳”的作用充分体现，有效促进我省经济社会高质量发展。

作为现货市场正式运行的第一年，2024 年市场建设运营取得积极进展：研发多月集中竞争交易品种，中长期交易实现自然日连续开市；首创天然气发电动态成本疏导机制，提高气机顶峰发电积极性；首次引入分布式光伏、居民用户参与绿电交易，搭建绿电溯源存证平台，做大做优绿电交易；创新储能“一体多用、分时复用”市场交易机制，实现国内抽水蓄能入市“零的突破”；加快培育虚拟电厂等新型主体，初步构建虚拟电厂市场交易机制；建立与中长期交易“脱钩”的阻塞分配机制，推动阻塞费用单独结算；全力配合南方区域电力市场建设，保障按周 - 旬 - 月结算试运行顺利开展。

一年来，广东电力市场建设持续“领跑”，全年交易规模达 6176.2 亿千瓦时（全国第一），其中市场直接交易电量 3948.2 亿千瓦时，同比增长 25%；交易主体多元丰富，涵盖火电、核电、风电、光伏、新型储能、抽水蓄能等，全省市场主体近 10 万家；市场结构日趋均衡，发电侧市场集中度指数（HHI）平均值 1302，用电侧市场集中度指数（HHI）平均值 412；降本增效作用显著，全年市场降低工商业用户成本达 325 亿元，折合度电 5.3 分；绿电交易电量 72.6 亿千瓦时，分布式光伏参与绿电交易突破 1 亿千瓦时，充分满足企业绿电消费需求。整体来看，广东电力市场交易活跃、竞争充分、公平有序、清洁低碳的特征愈发凸显，得到上级领导高度评价。

本报告以广东电力市场运行情况为主线，总结了 2024 年交易及结算情况、重点开展工作以及 2025 年主要计划安排等内容，数据来源于广东电网公司、广东电力交易中心等单位。报告相关内容及数据仅供市场分析与参考之用。

致 辞

祥龙辞岁，金蛇纳福，春风送暖，共赴山海！值此蛇年启幕之际，谨代表广东电力交易中心全体员工，向每一位广东电力市场的指导者、建设者和参与者，以及关心广东电力市场的各界人士致以最诚挚的问候与新春祝福，感恩过往并肩拼搏，也期待未来携手同行！

回望 2024：笔耕不辍，创新求变，扎实推进电力市场建设全面“走在全国前列”

2024 年，我们守正求新、立破互彰，推动市场体系不断完善成熟。这一年，**我们锐意进取，勇扛市场改革发展担当，以机制创新破解市场难题。**健全“年+月（多月）+多日（周）+日前+实时”全周期覆盖、全电量竞争的“中长期+现货”市场交易体系，完善气机变动成本补偿机制；配合南方区域电力市场开展 5 次共 53 天结算试运行，为后续长周期结算试运行奠定基础。**我们奋发有为，展现绿美广东建设作为，率先在适应新型电力系统的市场机制上取得新突破。**建立新能源“全电量报量报价”、“基数+现货偏差结算”交易机制，充分发挥新能源低边际成本优势；推动分布式光伏参与绿电交易，支持乡村振兴战略，构建全周期绿色账户管理体系和溯源平台，实现绿电全流程精准跟踪匹配；首创抽水蓄能、虚拟电厂等新型主体“报量报价”参与市场交易机制，挖掘系统调节潜力。**我们牢记使命，力推市场服务提质升级，以数字赋能优化服务模式。**建立“立体化”沟通服务渠道，做优“精品课程、学习地图、模拟仿真、考试认证”四位一体市场培训平台；采用“云化+微服务化”升级交易系统，实现架构更合理、安全更可靠、界面更友好；构建“事前、事中、事后”风险辨识和防控体系，建成“1+6+X”三级风险监控驾驶舱，实现对市场风险和业务流程风险的全员、全链条智能化监控。一年来，广东电力市场始终保持高效稳定运行，市场机制更趋完善，服务水平持续提升。

展望 2025：笃行致远，共绘蓝图，打造省级电力市场标杆典范，保持全方位“领跑”

旧岁华章添瑞彩，新程阔步启宏篇。2025 年，我们将紧跟新型能源体系和新型电力系统建设步伐，提高核心竞争力、增强核心功能，矢志不渝优化市场体系，建设“最好市场”；建立健全适应大规模新能源消纳的交易机制，打造“绿色市场”；完善电力市场宣传和监管，塑造“自律市场”；优化升级新一代交易系统，搭建“数智市场”；积极配合南方区域市场开展长周期结算试运行，助推“统一市场”。让我们怀揣梦想，砥砺前行，踏上电力市场改革发展的新征程！

广东电力交易中心董事长 黄远明

总经理 林少华



目录

前 言	·	-----	I
致 辞	·	-----	III
专 栏	·	广东绿电市场发展历程	1
第一章	·	市场运行情况	10
		（一）电力供需情况	10
		（二）经营主体	11
		（三）市场结构	13
		（四）中长期市场交易	14
		（五）现货市场交易	17
		（六）可再生绿电交易	18
		（七）独立储能及抽水蓄能参与交易	19
		（八）需求响应交易	19
		（九）市场机组代理购电交易	19
		（十）市场结算	19
		（十一）零售市场交易及结算	22
		（十二）风险控制	24
		（十三）2025 年年度交易	25
第二章	·	2024 年工作情况	27
第三章	·	2025 年工作安排	29
附录 1	·	2024 年电力市场政策文件	31
附录 2	·	2024 年广东电力市场大事记	34

专栏 广东绿电市场发展历程

2020年，习近平总书记首次向世界宣告碳达峰、碳中和战略目标。“十四五”期间，广东按照国家部署要求，坚定不移走生态优先、绿色低碳的能源高质量发展道路，大力发展可再生能源，努力构建清洁低碳、安全可靠、智慧灵活、经济高效的新型电力系统，加快推进绿电交易市场建设。

（一）绿色消费意识提升

国内政策方面。2021年以来，国家发改委、国家能源局陆续出台多项政策，加快建立有利于促进绿色能源生产消费的市场体系，引导绿色电力消费，加快绿色能源发展。



图1 绿电政策时间轴

国际贸易方面。欧盟等国家地区陆续出台绿色贸易规则以及供应链绿色发展要求，如欧盟碳边境调节机制（即CBAM碳关税）、循环经济行动计划、新电池法等，对企业绿色发展提出更高要求，给我国产业国际竞争力带来挑战。

企业需求方面。广东经济活跃，企业对绿色用能的需求不断提升，特别是出口外贸型企业，其购买绿电绿证主要用于RE100国际品牌企业供应商的绿色用能证明，以提升其在供应链系统中的竞争优势。

(二) 绿电交易扩围提速

2021 年 4 月，广东正式印发首个可再生能源交易规则，同年 6 月率先试点开展绿电交易，有效满足企业绿色电力消费需求，对推动我省发展方式绿色低碳转型、引导全社会提高绿色消费意识发挥了重要作用。



图 2 广东绿电交易里程碑事项

近年来，广东绿电交易规模持续扩大，累计成交电量超 120 亿千瓦时，绿色环境价值价格从 36.2 厘 / 千瓦时降至 8.8 厘 / 千瓦时，总体呈现“量升价跌”态势，用户可以用更低成本购买绿电，有力促进我省能源绿色低碳转型。



图 3 2021-2024 年绿电交易成交情况

(三) 绿电供需持续增长

供给充足

截至 2024 年底，广东全省新能源总装机 5913 万千瓦，占比接近 30%，其中，海上风电装机突破 1200 万千瓦，位居全国第一，分布式光伏呈现爆发式增长态势，装机达 2742 万千瓦。

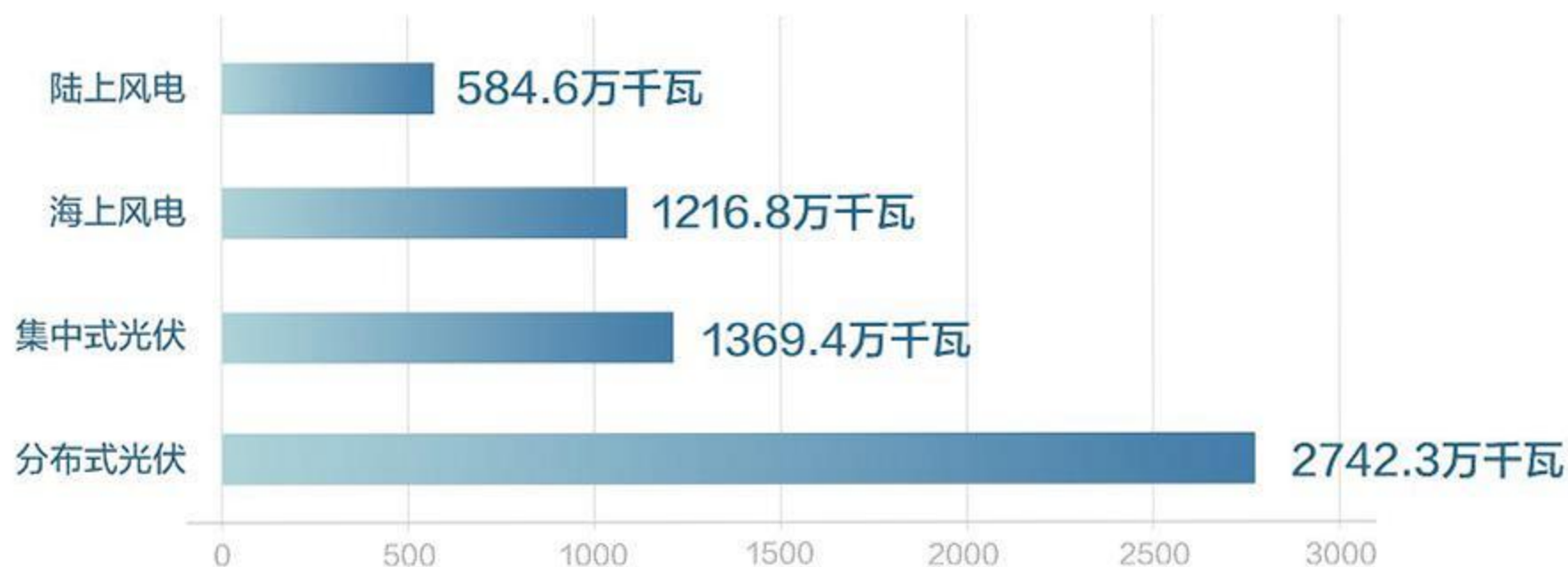


图 4 截至 2024 年底新能源装机规模

需求旺盛

随着各方对绿色环保的认知与意愿提升，企业绿色用电消费需求潜力巨大。从 2025 年绿电零售交易签约情况来看，全省绿电需求超 100 亿千瓦时。绿电消费用户主要集中在计算机通信和电子设备制造、互联网和相关服务、石油、煤炭及其他燃料加工业等十大行业，约占全省绿电交易电量的 75%。



图 5 绿电交易用户十大行业

(四) 绿电交易灵活便捷

2021 年，广东创新机制，出台《广东省可再生能源交易规则》，在“中长期 + 现货 + 辅助服务”市场交易框架下，设立独立的绿色电力交易品种，通过市场机制满足市场用户购买绿色电力的需求，打造了绿电交易新模式。

2023 年底，根据国家 1044 号文绿证全覆盖有关要求，结合我省实际情况及企业现实需求，广东建立了“事前 + 事后”、“场内 + 场外”、“同类 + 交叉”匹配¹的绿电交易模式，实现发用两侧全覆盖，所有可再生发电企业、所有电力用户（覆盖市场购电用户、电网代购用户、优先购电用户）均可参与广东绿电交易，相关机制在 2024 年实现了全面应用。

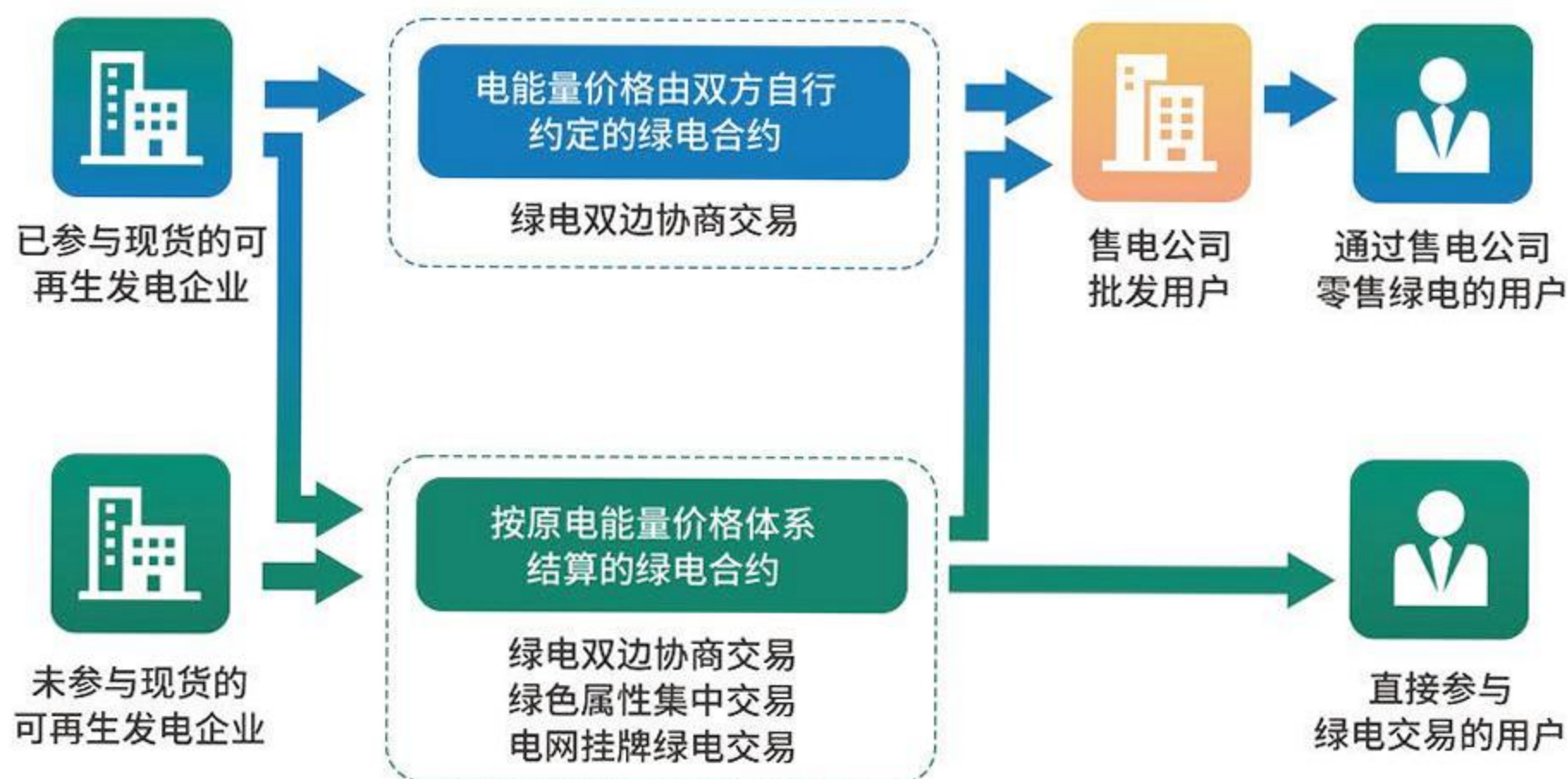


图 6 各类主体绿电交易模式

1 绿电体系主要原则



¹ 注：“同类 + 交叉”匹配是指“市场发电 - 市场用户”、“计划发电 - 计划用户”同类匹配；以及“计划发电 - 市场用户”、“市场发电 - 计划用户”交叉匹配。

2 绿电交易机制

建立了多品种、全覆盖的绿电交易机制，交易方式灵活多样。

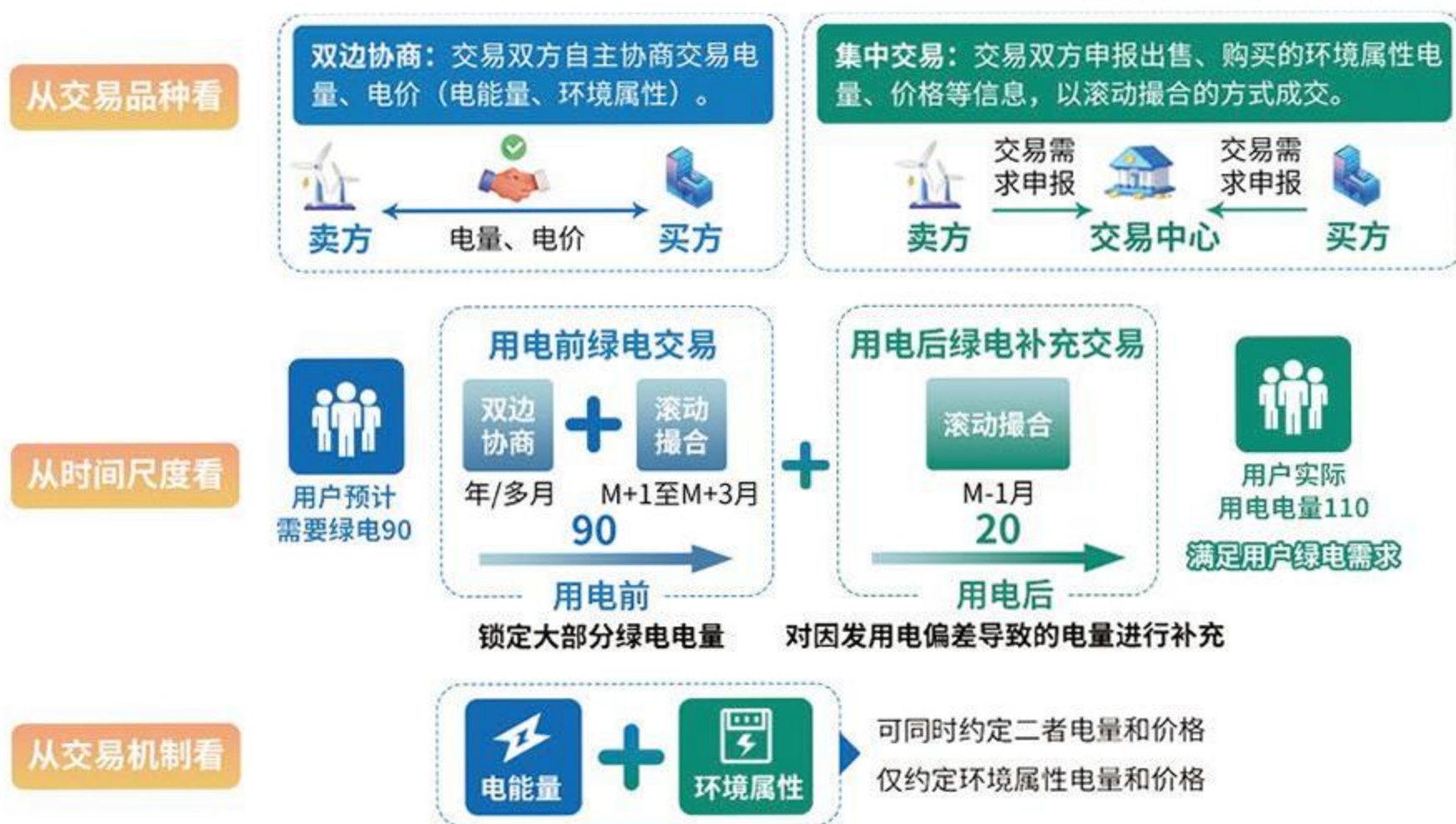


图 7 绿电交易主要机制

3 绿电交易“线上超市”

创新打造绿电零售套餐模式，新增固定电量约定方式、结算优先级、考核方式及参数和补充交易等参数模式。依托微信小程序，开发上线绿电交易专区，满足广大电力用户绿电交易需求。



图 8 绿电交易小程序界面

(五) 绿电溯源精准匹配

2024 年 7 月，广东正式上线了面向绿电交易主体的绿电溯源存证模块，为推动绿电交易认证服务提供有力支撑。绿电溯源存证平台基于区块链技术，支撑绿电交易的档案信息、绿电生产信息、交易信息、结算信息等数据上链，保障数据的完整性、透明性和可追溯性。



图 9 绿电溯源平台示意图

用电企业绿电消费溯源报告：涵盖绿色用电总体情况及溯源结果、购买方式、采购详情等内容，提供区块链信息和扫码在线验真服务，促进“绿色用电足迹”互认。



图 10 绿电溯源报告示意图

发电企业绿电足迹溯源报告：着重以供给侧视角展示，涵盖绿电交易总体情况及绿电流通分配、购售详情等内容。

2024 年，广东共为 100 余家经营主体提供超 500 份绿电溯源报告，受到广泛好评。

(六) 绿色凭证多元可靠

广东绿电交易为参与用户提供了“绿色电力结算单”、“绿电溯源报告”、“绿电消费凭证”、“绿证”等可靠证明材料，为绿电消费提供了多重保险，实现每一度绿电都能精确溯源。



图 11 绿电交易凭证材料

(七) 绿色宣传丰富多彩

为进一步提升绿电绿证服务水平，营造全社会绿电消费氛围，激发绿电消费潜力及需求，近年来，广东电力交易中心积极开展绿电交易宣传，精细化编制培训课件、宣传手册、等图文材料，在有关地市供电局的支持下，完成茂名、佛山等 18 个地市的绿电交易培训，覆盖全省 90% 的地市，获得当地政府、企业的一致好评。

部分绿电宣传活动：



2023 年 10 月，依托广交会设立绿电绿证宣传展位，普及绿电发展理念，为外贸企业提供现场绿电绿证业务办理，并且实现广交会举办 66 年来场馆首次 100% 绿色用电新的历史性突破。

2024 年 6 月，参与东莞市绿色电力交易服务发布会暨链主企业绿色倡议活动，于会上发布《广东绿电交易市场建设与运营实践》主题报告。



2024 年 11 月，参加第十五届全国运动会倒计时一周年活动，开展绿电交易政策宣讲。

2024 年 11 月，参加第二届中国国际供应链促进博览会，作《绿色电力交易实践与展望》主题发言。



2024 年 12 月，参加粤港澳大湾区绿电绿证高质量发展大会，发布广东绿电交易成果并作《广东绿色电力交易实践与展望》报告。

(八) 绿电交易成效卓著

1 成效一：绿电交易取得“两个突破”

突破 1：解决了“计划 + 市场”、“电能量 + 绿色环境价值”两个衔接

- 在计划和市场双轨下，实现各类计划发电、计划用户、市场发电、市场用户的自由匹配交易，使绿电交易更加灵活、便捷、友好。
- 电能量**和**绿色环境价值**分别定价和成交，价格信号更加准确，实现了证与电“辩证统一”，可适应不同供需场景，更好支撑可再生参与现货交易，为可再生发电与市场用户规模进一步放开奠定基础。

电能量价格可以更好地反映电力市场的供需平衡和发电成本变化，可再生可参与现货市场，实现和常规能源同台竞价；

绿色环境价值价格则能够独立地反映绿电的环境价值和市场对绿色能源的偏好程度。

突破 2：实现了“证随电走、证电合一”有效溯源

- 通过基于区块链技术的绿电溯源匹配算法和各类凭证共同佐证，确保每一度绿电“生产 - 交易 - 计量 - 结算 - 溯源 - 核发 - 认证 - 注销”的全周期管控，落实了绿电绿证的权威性、唯一性、通用性。

2 成效二：企业用户充分认可

2024 年，广东电力交易中心向 17 家企业调研了解绿电交易规则（2023 年版）的适用情况，用户购买绿电主要是应对 RE100 客户对产业链企业提出的要求，其他包括：应对国际客户要求、外资企业实现总部减碳目标、提升企业自身形象等。从调研结果来看，广东绿电交易提供多样化的绿电消费证明材料，符合出口外贸等企业绿色用电审核要求，大大提高国内绿电绿证的认可度，帮助企业达到碳减排目标。

案例 1：支撑巴斯夫湛江一体化基地实现绿色用电目标

广东的绿电交易体系满足了众多外向型企业的绿色消费用能。以巴斯夫湛江一体化基地为例，目标在 2025 年底项目核心装置投入运营即实现 100% 绿电使用。



巴斯夫致力于将湛江一体化基地建设成为全球化工行业绿色低碳与可持续发展的灯塔项目。

当前，巴斯夫已与国家电投、明阳、中国能建广东电力设计院签订绿电长期购电协议。

案例 2：粤泷发电公司分布式光伏首个参与绿电交易



2024 年 2 月 22 日，粤泷发电公司屋面分布式光伏发电项目以事后交易的新方式完成绿电交易，开创了南方区域首个分布式光伏项目参与绿电交易的先河。企业 2024 年 1 月发电量对应的绿色环境价值全量成交，获得额外收益近 1300 元。

3 权威媒体广泛报道

近年来，广东绿电交易受到人民网、央视新闻、中国经济网、彭博社等国内外媒体广泛报道。

广东首笔可再生能源交易完成 2万余家用企业有了全新的“绿色”选择

央视新闻客户端
2023-09-23 02:33:09

为了配合可再生能源交易的有序开展，今年4月由广东省能源局牵头制定，广东电力交易中心负责具体承接的《广东省可再生能源交易规则（试行）》正式印发。6月22日，广东省首笔可再生能源交易在广东电力交易中心正式完成，交易量达245万千瓦时。



央视新闻：广东完成首笔新能源交易

广东绿电交易成交量累计突破51亿千瓦时

2023年08月10日10:40 | 来源：人民网·广东频道

据南方电网广东电网公司消息，今年截至7月底，广东绿电交易成交量近36亿千瓦时，是2022年全年成交量的2.3倍，约为横琴粤澳深度合作区上半年全社会用电量的9倍，按三口之家一年用电量3000千瓦时测算，可供约120万户家庭用电一年。至此，广东绿电交易成交量累计突破51亿千瓦时，相当于节约标准煤约184万吨，减少二氧化碳排放量逾400万吨。

人民网：广东绿电交易成交量累计突破 51 亿千瓦时

创新绿电交易方式 助力企业转型升级

中国经济网
2024-04-02 09:06 中国经济网官方账号

“13.3万千瓦时拿下第一单！”2月22日，粤泷发电公司分布式光伏发电项目以“集中竞价、事后交易”的新方式完成绿电交易，成为南方电网区域首个分布式光伏项目参与绿电交易的先例。

据介绍，自2021年6月首次启动绿电交易到今年3月，广东绿电交易电量93亿千瓦时，相当于减少二氧化碳排放量逾729万吨。

位于广东云浮罗定的粤泷发电公司厂区内，一排排光伏面板正源源不断将太阳能转化为电能。“在过去，分布式光伏项目主要侧重于自用，上网电量难以预测，加之没有绿证核发资格，不适合参加交易。”南方电网广东电网公司市场营销部营业科专责梁志远表示，现在在国家政策的支持下，通过增加事后交易机制，分布式光伏可通过绿电交易，拓宽项目收益来源，进一步推动企业绿色

中国经济网：创新绿电交易方式 助力企业转型升级

首批协议在开放的中国可再生能源市场签署

彭博社
2024年02月22日

Henry Wang
Analyst, China Power

中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

• 中国首笔可再生能源交易完成

彭博社：首批协议在开放的中国可再生能源市场签署

一、市场运行情况

2024 年，广东电力市场全年直接交易电量达 3948.2 亿千瓦时²，约九成市场电量由中长期交易覆盖，有效发挥中长期“压舱石”作用，新增多月集中竞争交易品种，实现中长期交易按自然日连续开市；现货市场日前价格在 0.068-0.525 元 / 千瓦时之间波动，及时灵敏反映了一次能源价格和供需形势；绿电交易规模持续高速增长，充分满足外向型企业发展需求；引入抽水蓄能试点参与交易，建立虚拟电厂市场交易机制，充分挖掘系统灵活调节能力。一年来，广东电力市场持续平稳有序运行，圆满完成各项建设目标。

(一) 电力供需情况

截至 2024 年底，广东电网统调装机容量 2.23 亿千瓦，同比增长 15.5%（表 1），其中中调装机容量 1.61 亿千瓦，地调装机容量 0.62 亿千瓦。全省发受电量合计 8850 亿千瓦时，同比增长 7.8%。

表 1 截至 2024 年底广东各类机组统调装机容量 数据来源：广东电网公司

装机类型	装机容量（万千瓦）	同比增速	装机容量占比
总装机	22262.8	15.5%	100.00%
燃煤	7211.3	-0.4%	32.4%
燃气	4992.5	26.2%	22.4%
生物质	461.8	5.1%	2.1%
水电	933.8	-0.3%	4.2%
核电	1613.6	0.0%	7.2%
蓄能及储能	1014	10.4%	4.6%
风电	1801.4	8.8%	8.1%
光伏	4111.7	70.5%	18.5%
其他	122.7	12.5%	0.6%

2024 年，广东省全社会用电量 9121 亿千瓦时，同比增长 7.3%。广东省最高统调负荷 1.57 亿千瓦，同比增长 6.3%。

² 注：统计值包含年度交易电量 2652.1 亿千瓦时、多月交易电量 0.6 亿千瓦时，月度交易电量 927.6 亿千瓦时，周及多日交易净合约电量 -57.5 亿千瓦时，现货偏差电量 421.5 亿千瓦时，绿电交易电能量部分电量 3.9 亿千瓦时。

(二)

经营主体

截至 2024 年底，累计注册登记经营主体共 99960 家（表 2），同比增长 52.6%，全年新增经营主体 34484 家。

表 2 2024 年底各类经营主体数量和交易情况（单位：家）

经营主体	2024年 新增注册数量	截至12月底 累计注册数量	2024年参与 电能量交易数量	2024年参与 绿电交易数量
售电公司	183	423	257	77
其中：发电背景	3	34	30	21
电网背景	5	12	4	2
独立售电	175	377	223	54
发电企业	159	399	152	127
电力用户	34136	99131	62759	486
其中：批发用户			4	5
零售用户			62756	481
独立储能	5	6	6	-
抽水蓄能	1	1	1	-
合计	34484	99960	63175	690

注：2024 年，1 家电力用户先后参与零售市场交易、批发市场交易。

从售电公司的地市分布来看，售电公司仍以广州、深圳两地数量居多，共占全省总数的 62.4%，如图 12 所示。省外工商注册的售电公司共 49 家。

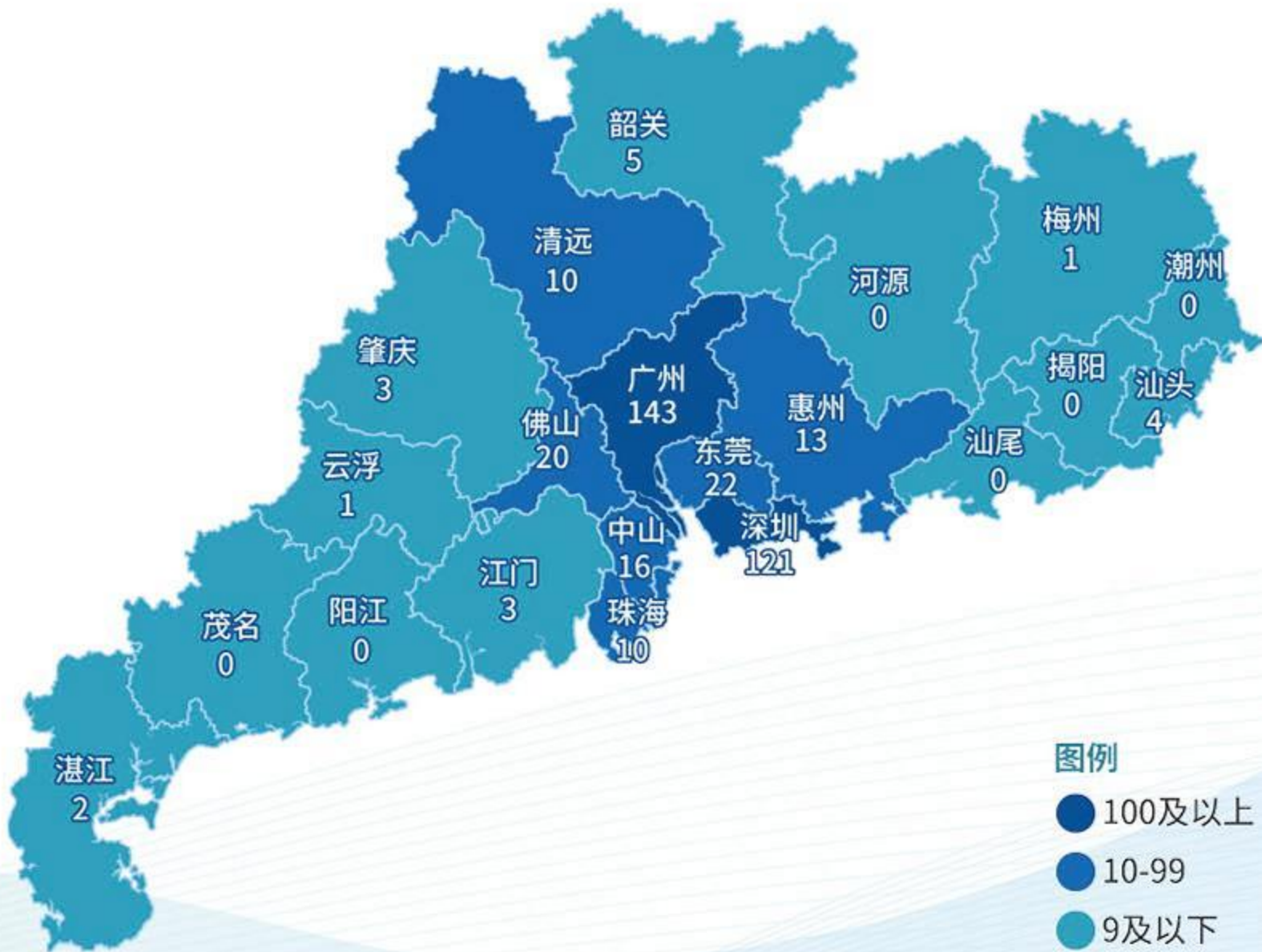


图 12 2024 年底广东省内售电公司地市分布情况（单位：家）

广东省内发电企业的地市分布，如图 13 所示，省外工商注册的发电企业共 2 家。



图 13 2024 年底广东省内发电企业地市分布情况（单位：家）

广东省内电力用户的地市分布，如图 14 所示，省外工商注册的电力用户共 201 家。

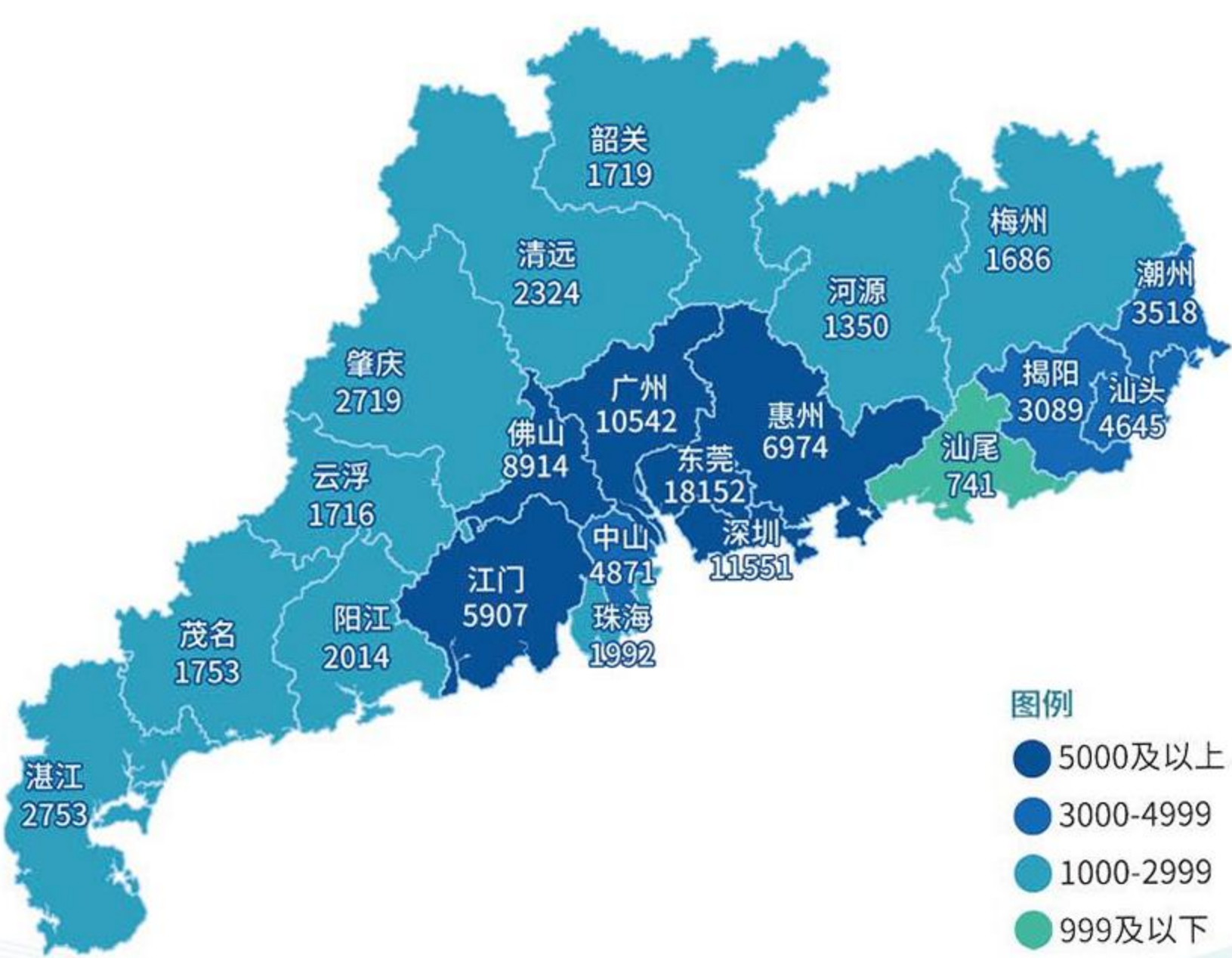


图 14 2024 年底广东省内电力用户地市分布情况（单位：家）

广东省内独立储能及抽水蓄能企业的地市分布，如图 15 所示。

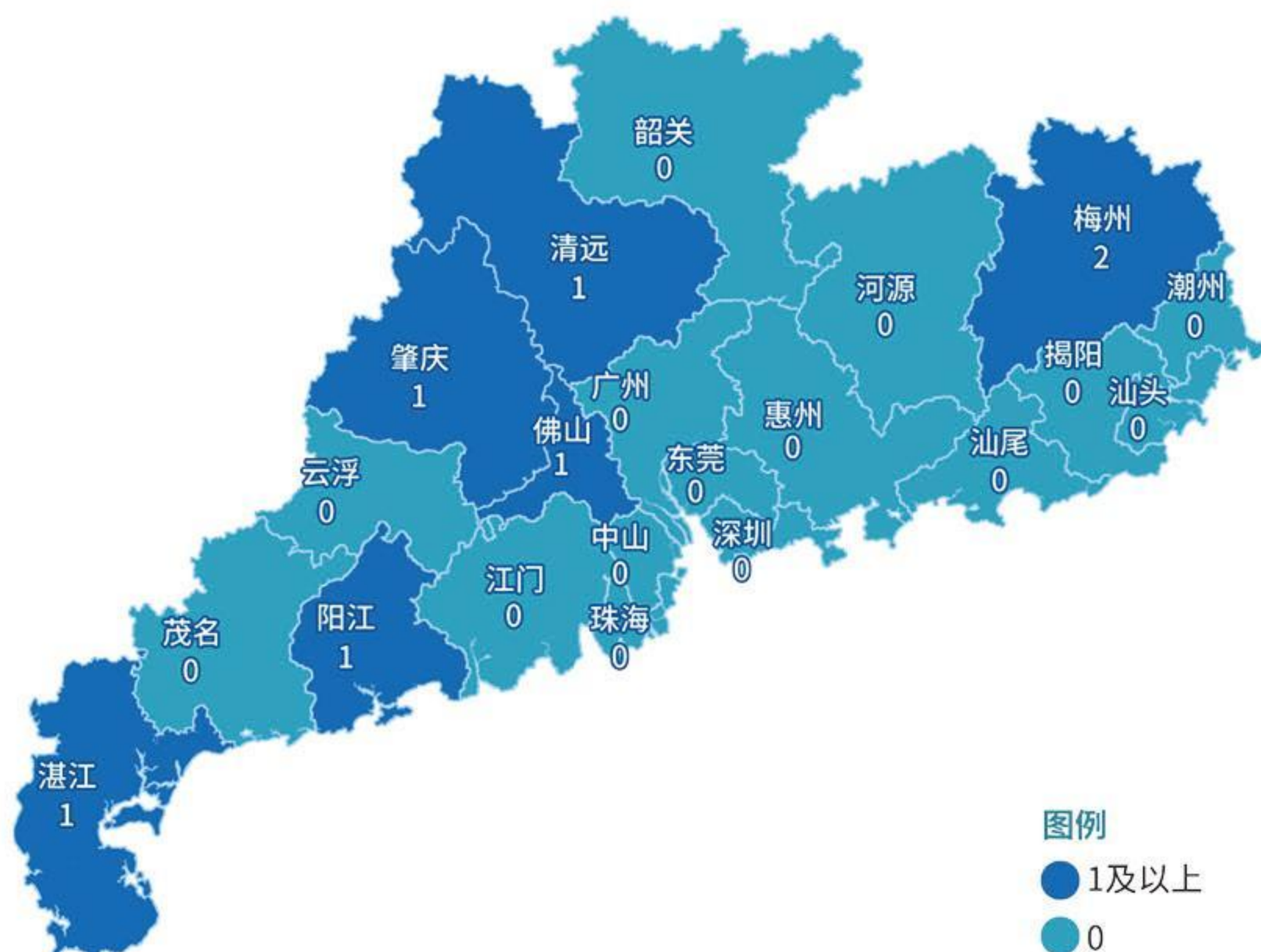


图 15 2024 年底广东省内独立储能及抽水蓄能地市分布情况 (单位: 家)

(三) 市场结构

2024 年，发电侧市场集中度指数 (HHI) 处于 1151-1394 之间，平均值 1302，总体上属于“低集中寡占型”市场结构；用电侧市场集中度指数 (HHI) 处于 403-435 之间，平均值 412，属于“竞争型”市场结构 (图 16)。



图 16 2024 年广东市场 HHI 指数

注：根据 HHI 评价标准，HHI 指数小于 1000 为充分竞争状态，处于 1000-1800 区间为适度集中状态，高于 1800 则为高度集中状态。

2024 年，根据发电集团、售电主体（含批发用户）的实际发、用电量计算，发电侧、用电侧的 Top1 和 Top4 指数，如图 17 所示。2024 年发电侧 Top1 和 Top4 指数平均值分别为 29% 和 56%，用电侧 Top1 和 Top4 指数平均值分别为 16% 和 29%。

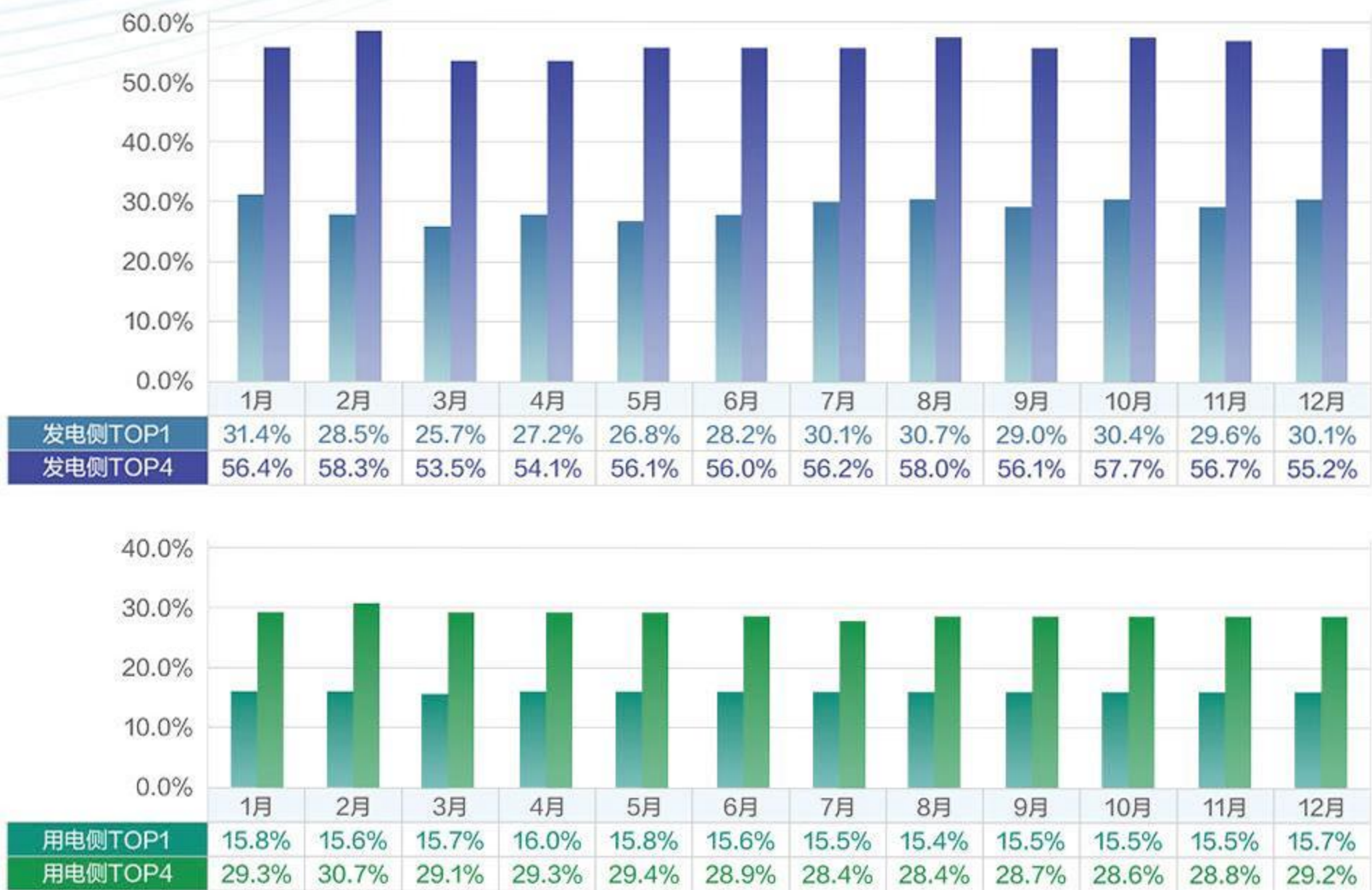


图 17 2024 年广东发电侧、用电侧 Top-m 指数

(四) 中长期市场交易

2024 年，广东电力中长期市场一级市场总成交量 3522.8 亿千瓦时，成交均价 449.4 厘 / 千瓦时。其中，年度交易电量 2652.1 亿千瓦时，多月交易电量 0.6 亿千瓦时，月度交易电量 927.6 亿千瓦时，周及多日交易净合约电量 -57.5 亿千瓦时。分电源类型来看，煤机交易电量 2539.8 亿千瓦时，气机交易电量 795.5 亿千瓦时，核电交易电量 187.5 亿千瓦时。

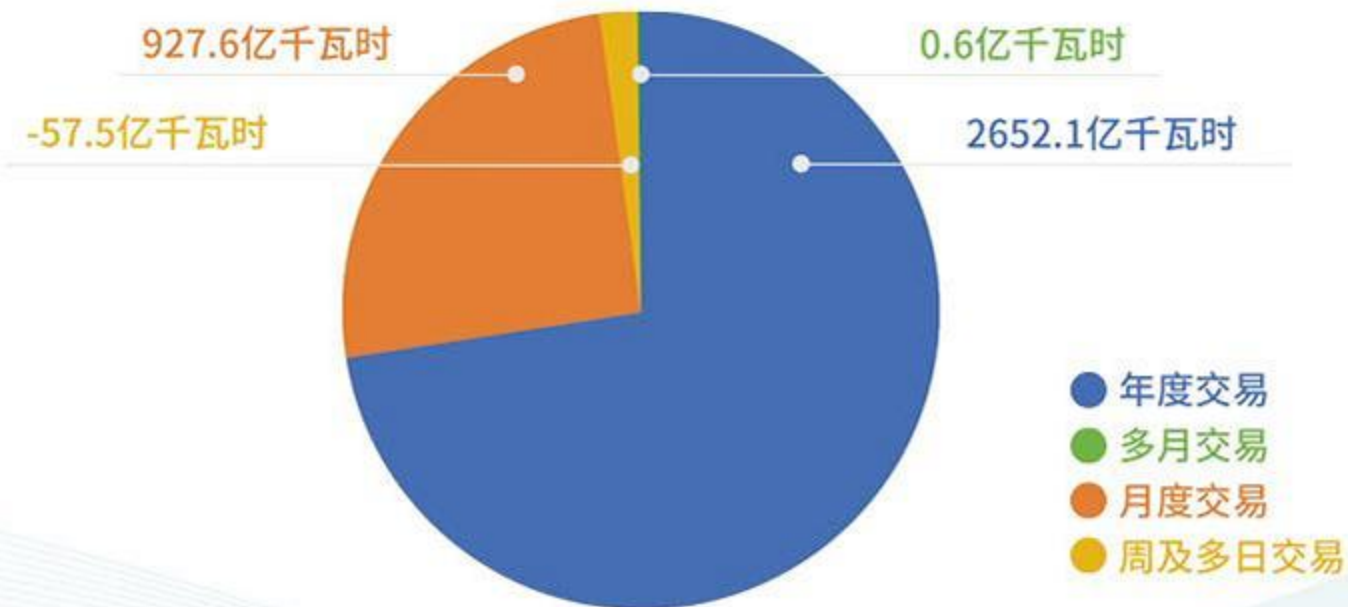


图 18 2024 年电力中长期交易成交量

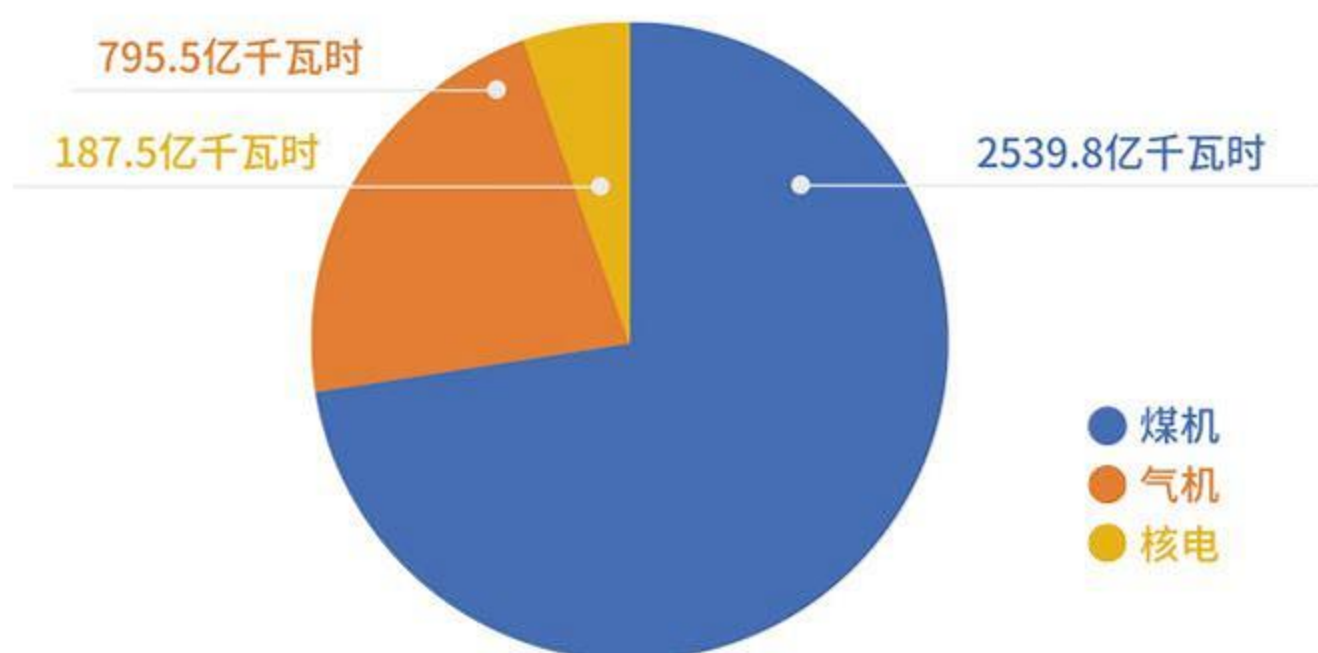


图 19 2024 年分电源类型中长期交易成交电量

2024 年广东电力中长期二级市场成交电量 129.3 亿千瓦时，成交均价 443.3 厘 / 千瓦时。

1 年度交易

2024 年年度交易共成交 2652.1 亿千瓦时（含年内新增年度交易），成交均价 462.3 厘 / 千瓦时。其中年度双边协商交易成交电量 2501.3 亿千瓦时，成交均价 462.1 厘 / 千瓦时，年度挂牌交易成交电量 137.1 亿千瓦时，成交均价 463.3 厘 / 千瓦时，年度集中竞争交易成交电量 13.7 亿千瓦时，成交均价 485.6 厘 / 千瓦时。年度交易分月成交情况，如图 20 所示。

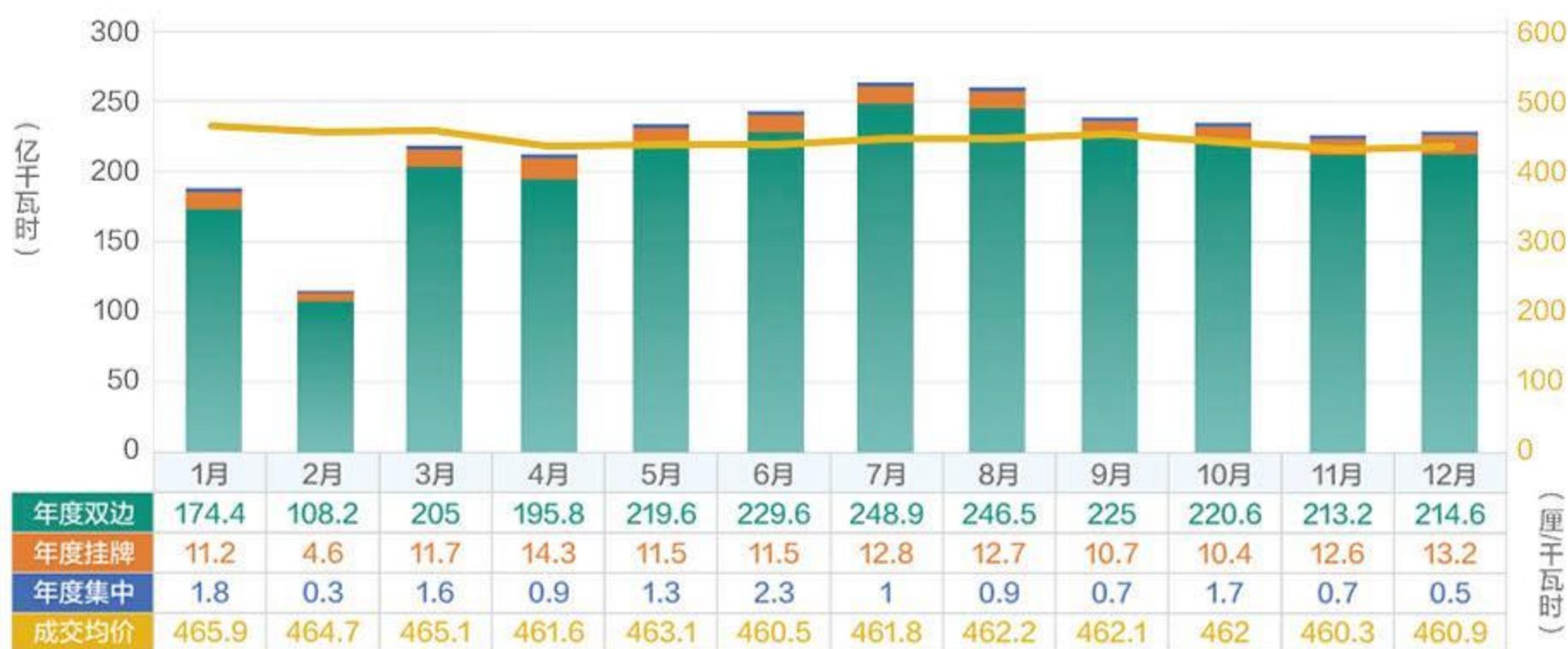


图 20 2024 年年度交易分月情况

注：1、年度双边包括年内新增的双边协商交易中除次月标的以外的电量。2、年度交易价格考虑月前自主协商价格调整。

2 多月交易

自 2024 年 10 月起，新增多月集中竞争交易品种，共开展标的为 2024 年 12 月的多月集中竞争交易 11 次，累计成交电量 1.1 亿千瓦时³，成交均价 376.6 厘 / 千瓦时，为后续月度交易释放了有效价格信号。

³ 注：此处多月集中竞争交易统计累计成交电量，含双向交易。

3 月度交易

2024 年月度交易累计成交电量 936.2 亿千瓦时⁴，成交均价 418.5 厘 / 千瓦时（图 21）；其中，煤机成交 679.6 亿千瓦时，成交均价 415.0 厘 / 千瓦时；气机成交 235.5 亿千瓦时，成交均价 427.7 厘 / 千瓦时；核电成交 11.7 亿千瓦时，成交均价 444.8 厘 / 千瓦时。

月度双边协商交易共组织 12 次，累计成交电量 841.9 亿千瓦时，成交均价 419.2 厘 / 千瓦时；月度集中竞争交易（市场用户负荷曲线）共组织 12 次，累计成交电量 64.7 亿千瓦时，成交均价 415.6 厘 / 千瓦时；月度分时集中竞争交易共组织 12 次，累计成交电量 29.6 亿千瓦时，成交均价 410.5 厘 / 千瓦时。



图 21 2024 年月度交易情况

4 市场合同转让交易

2024 年共组织月度发电侧市场合同转让交易 12 次，累计成交电量 76.2 亿千瓦时，成交均价 454.6 厘 / 千瓦时（图 22）。其中，煤机受让电量 39.9 亿千瓦时，成交均价 423.5 厘 / 千瓦时；气机受让电量 36.3 亿千瓦时，成交均价 488.7 厘 / 千瓦时。

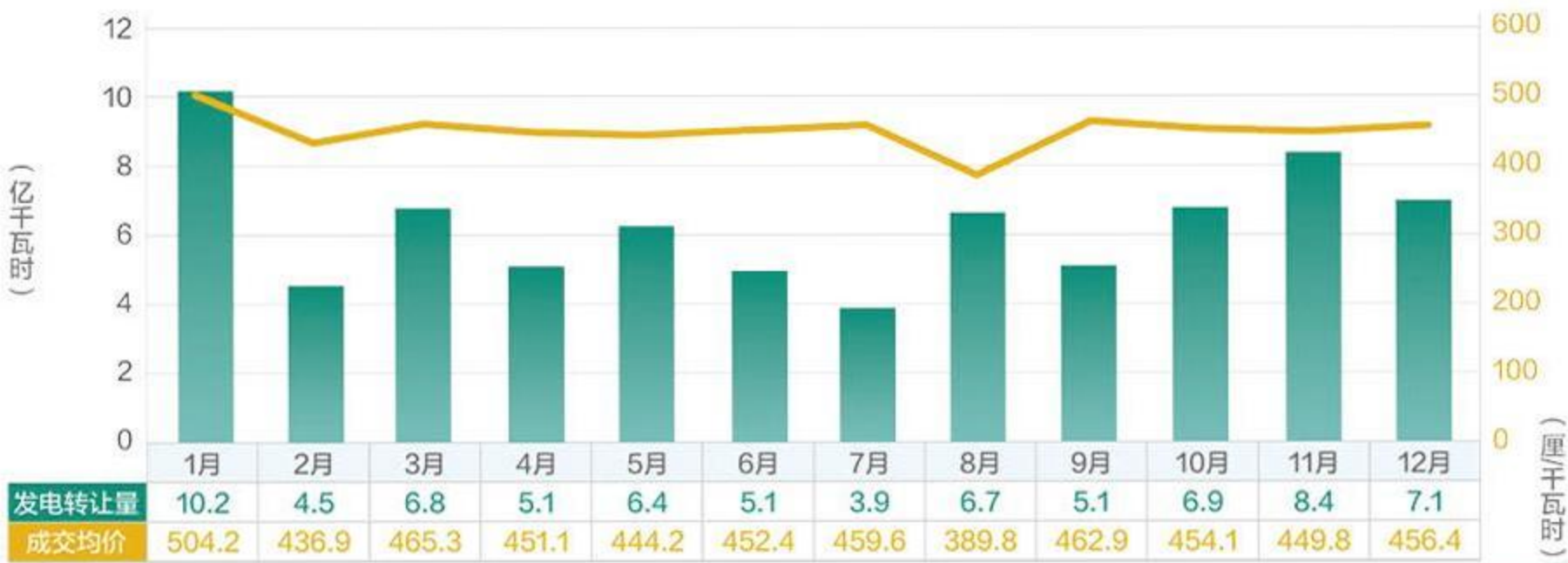


图 22 2024 年发电侧市场合同转让交易情况

⁴ 注：月度累计成交电量包含月度集中交易中用电 - 用电部分，故累计成交电量大于煤机、气机、核电成交电量之和。

5 周及多日交易

2024 年累计开展多日分时集中竞争交易 151 次，净合约成交电量 0.04 亿千瓦时，均价 375.8 厘 / 千瓦时，累计合约成交电量 0.19 亿千瓦时，均价 330.7 厘 / 千瓦时。

2024 年累计开展周双边协商交易 169 次，净合约成交电量 -57.52 亿千瓦时，均价 523.2 厘 / 千瓦时，累计合约成交电量 117.57 亿千瓦时，均价 475.1 厘 / 千瓦时。



图 23 2024 年周及多日交易情况

注：1、成交均价 = 净合约电费 ÷ 净合约电量。2、周、多日交易电量值相对较小，保留 3 位小数。

(五) 现货市场交易

2024 年，现货偏差电量 421.5 亿千瓦时，占全市场用户总用电量的 10.7%。

1 市场申报

2024 年，共有 318 台机组、257 家售电公司、4 家批发用户、6 家独立储能、1 家抽水蓄能（4 台抽蓄机组）参与日前申报，平均报价 341.5 厘 / 千瓦时。其中煤机 389.4 厘 / 千瓦时，气机 592.9 厘 / 千瓦时，新能源 12.7 厘 / 千瓦时。

2 市场出清

2024 年，发电侧日前总成交电量 4184.3 亿千瓦时，现货市场价格走势与一次能源价格走势基本一致，先高后低，整体反映成本和供需（图 24）。日前市场加权均价 346.8 厘 / 千瓦时，每日的现货日前均价最高 525.4 厘 / 千瓦时，最低 68.4 厘 / 千瓦时；实时市场加权均价 341.1 厘 / 千瓦时，每日的现货实时均价最高 622 厘 / 千瓦时，最低 47 厘 / 千瓦时。从价格水平分布来看，日前和实时价格主要集中在 200-400 厘 / 千瓦时。



图 24 2024 年发电侧现货价格水平

3 新能源参与现货交易

2024 年，共有 45 家新能源发电企业（53 个交易单元）参与现货交易。受地理位置和发电特性等因素影响，新能源机组现货出清价格整体低于市场平均水平。2024 年新能源交易单元日前总成交量 279.6 亿千瓦时，均价 292.9 厘 / 千瓦时，实时总成交量 297.7 亿千瓦时，均价 279.1 厘 / 千瓦时。

（六）可再生绿电交易

2024 年，可再生绿电交易累计成交量 72.6 亿千瓦时，电能量均价 464.2 厘 / 千瓦时，绿色环境价值均价 8.8 厘 / 千瓦时。其中，年度双边协商成交量 34.9 亿千瓦时⁵（双方约定电能量价格的成交量为 3.7 亿千瓦时），电能量均价 465.7 厘 / 千瓦时，绿色环境价值均价 10.5 厘 / 千瓦时；月度双边协商成交量 17.9 亿千瓦时（双方约定电能量价格的成交量为 0.19 亿千瓦时），电能量均价 434.6 厘 / 千瓦时，绿色环境价值均价 8.9 厘 / 千瓦时；绿色环境价值交易（事前）成交量 3.6 亿千瓦时，绿色环境价值均价 7.5 厘 / 千瓦时；绿色环境价值交易（事后）成交量 16.1 亿千瓦时，绿色环境价值均价 5.5 厘 / 千瓦时。

2024 年 2 月，省内分布式光伏、居民用户首次参与绿电交易。全年共 46 家分布式光伏参与绿电交易，总成交量 1.2 亿千瓦时，共 4 个居民用户参与绿电交易，成交量 2 万千瓦时。

⁵ 注：含年内多月交易。

(七) 独立储能及抽水蓄能参与交易

2024 年，独立储能参与现货日前市场累计充电电量0.6 亿千瓦时，放电电量0.5 亿千瓦时，充放电平均价差（放电- 充电）167 厘/ 千瓦时。

2024 年，抽水蓄能电站参与现货日前市场累计出清发电电量1.9 亿千瓦时，抽水电量2.4 亿千瓦时，发电抽水平均价差（发电- 抽水）168 厘/ 千瓦时；抽水蓄能电站参与现货实时市场累计出清发电电量2.2 亿千瓦时，抽水电量3.1 亿千瓦时，发电抽水平均价差（发电- 抽水）149 厘/ 千瓦时。

(八) 需求响应交易

根据实际供需情况，2024 年未开展需求响应交易。

(九) 市场机组代理购电交易

2024 年，共组织完成代购市场年度挂牌交易与4 次代购市场月度挂牌交易，总成交电量619.8 亿千瓦时。其中代购市场年度交易成交电量554.7 亿千瓦时；代购市场月度交易成交电量65.1 亿千瓦时。

2024 年，共组织完成12 次代购市场双边协商转让交易，累计成交电量16.1 亿千瓦时，成交均价456.8 厘/ 千瓦时。

(十) 市场结算

1 结算电量

2024 年，市场用户累计结算市场电量3948.2 亿千瓦时，其中中长期电量3522.8 亿千瓦时，现货偏差电量421.5 亿千瓦时，绿电交易电能量部分电量3.9 亿千瓦时（图25）。



图 25 2024 年市场结算电量

2 电能量结算电费与电价

(1) 发电侧结算

2024 年，发电侧市场直接交易机组总上网电量 5141.1 亿千瓦时，其中基数电量占比 16.1%，代购电量占比 7.1%，中长期电量占比 68.6%，现货偏差电量占比 8.2%（图 26）。

发电侧总电费 2480.9 亿元，总电量均价 482.6 厘 / 千瓦时。其中基数电量电费占比 14.3%，均价 427.3 厘 / 千瓦时；代购电量电费占比 6.6%，均价 444.8 厘 / 千瓦时；中长期电量电费占比 64.0%，均价 450.6 厘 / 千瓦时；现货偏差电量电费占比 7.5%，均价 441.0 厘 / 千瓦时；分摊考核补偿电费占比 7.6%，全电量均价 36.9 厘 / 千瓦时。

其中，燃煤机组总上网电量 3085.0 亿千瓦时，结算总电费 1405.3 亿元，总电量均价 455.5 厘 / 千瓦时；燃气机组总上网电量 941.6 亿千瓦时，结算总电费为 622.5 亿元，总电量均价 661.1 厘 / 千瓦时。

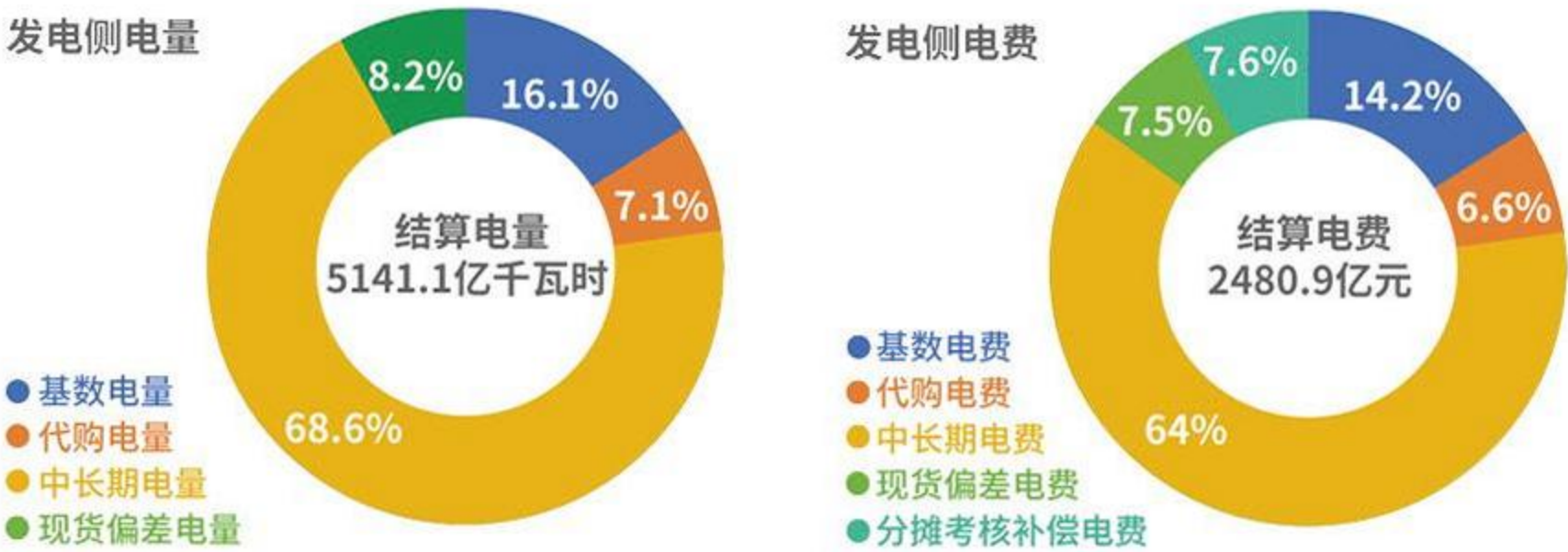


图 26 2024 年发电侧结算情况

注：市场机组数据统计含 102 家常规电厂与 45 家参与现货交易的新能源发电企业；分摊考核补偿电费包含变动成本补偿电费、启动补偿电费、运行补偿电费、机组考核电费、中长期偏差考核电费、阻塞盈余分摊电费、发用不平衡分摊电费、并轨不平衡资金分摊电费等。

(2) 独立储能及抽水蓄能结算

2024 年，共有 6 家独立储能与 1 家抽水蓄能参与电力现货市场，充电（抽水）电量共计 8.7 亿千瓦时，均价 288.0 厘 / 千瓦时；放电（发电）结算电量 7.1 亿千瓦时，均价 345.3 厘 / 千瓦时；充放电（抽水发电）价差 57.3 厘 / 千瓦时。合计结算电费 -548.8 万元⁶，其中充放电能量电费 -581.1 万元，分摊及返还电费 32.3 万元。

仅参与电能量市场的独立储能与抽水蓄能充电（抽水）电量共计 3.7 亿千瓦时，均价 245.4 厘 / 千瓦时；放电（发电）结算电量 2.7 亿千瓦时，均价 399.2 厘 / 千瓦时，合计结算电费 1589.7 万元；参与调频市场与电能量市场的独立储能在电能量市场中充电（抽水）电量共计 5.0 亿千瓦时，均价 319.1 厘 / 千瓦时；放电（发电）结算电量 4.4 亿千瓦时，均价 313.7 厘 / 千瓦时，合计结算电费 -2138.5 万元。

(3) 用电侧结算

2024 年，用电侧总用电量 3948.2 亿千瓦时，其中中长期电量占比 89.3%，现货偏差电量占比 10.7%（图 27）。

用电侧总电费 1749.9 亿元，总结算均价 443.2 厘 / 千瓦时。其中中长期合约电费占比 90.8%，均价 450.6 厘 / 千瓦时；现货偏差电量电费占比 7.8%，均价 323.3 厘 / 千瓦时；分摊考核补偿电费占比 1.4%，全电量均价 6.2 厘 / 千瓦时。

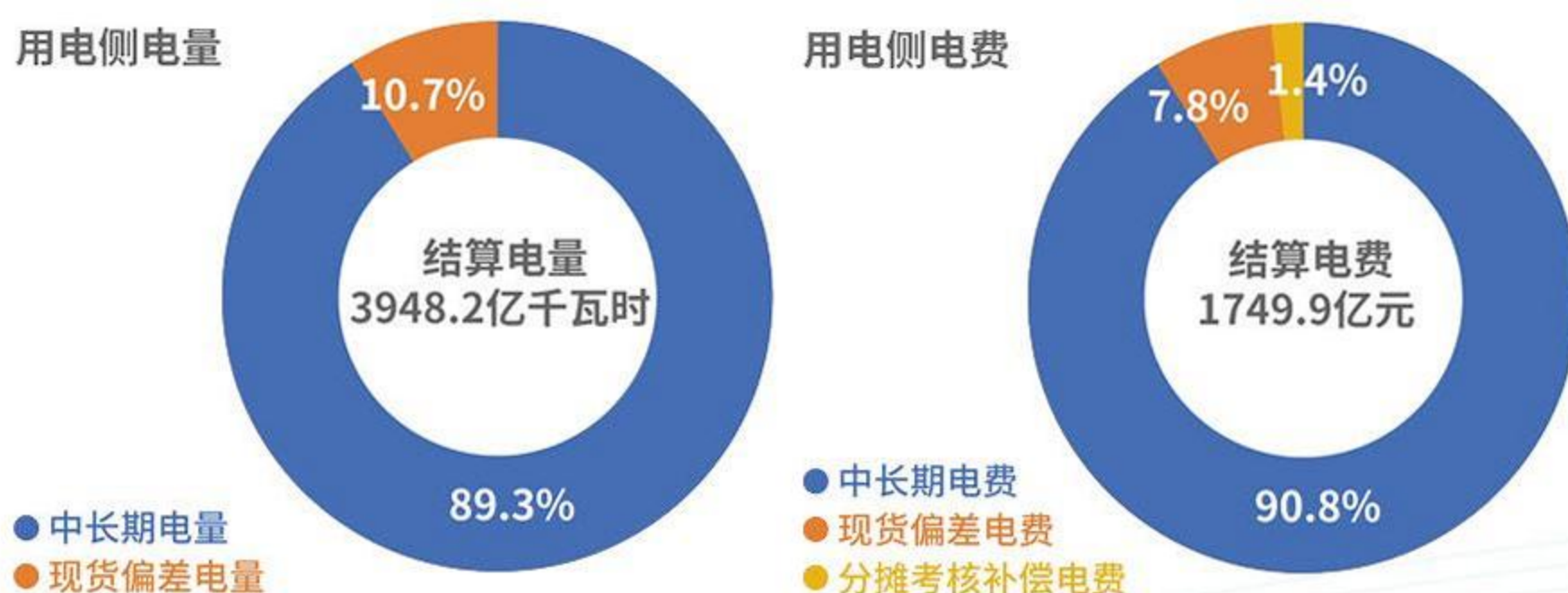


图 27 2024 年用电侧结算情况

注：此处结算电量含可再生交易电能量结算电量；分摊考核补偿电费包含运行补偿分摊电费、启动补偿分摊电费、发用不平衡分摊电费、机组中长期偏差考核分摊电费、用电偏差考核电费等。

⁶ 注：此处仅为独立储能与抽水蓄能电能量市场结算情况，不含辅助服务市场结算收益。

3

新能源参与市场结算

2024 年，共有45 家风电、光伏发电企业参与现货市场，总上网电量300.3 亿千瓦时，其中基数电量266.5 亿千瓦时，占比88.7%，中长期电量3.9 亿千瓦时，占比1.3%，现货偏差电量29.9 亿千瓦时，占比10.0%。总结算电费126.8 亿元，均价422.2 厘/ 千瓦时，其中，基数电量电费120.7 亿元（占比95.2%），均价453.0 厘/ 千瓦时；中长期电量电费1.8 亿元（占比1.4%），均价464.2 厘/ 千瓦时；现货偏差电量电费6.4 亿元（占比5.0%），均价213.3 厘/ 千瓦时；分摊考核补偿电费-2.1 亿元（占比-1.6%），均价-7.1 厘/ 千瓦时。

2024 年参与市场交易的新能源发电企业考核电费占比-1.2%（上半年-1.6%，下半年-0.9%），下半年的考核电费占比相比上半年稍有下降，其中11-12 月考核电费占比下降明显，分别为-0.5%、-0.6%，一方面是由于11-12 月新能源发电机组出力预测准确度较高，另一方面11-12 月新能源上网电量较高，各项考核偏差率的基数（分母）较大所致。

4

绿电交易结算

2024 年，绿电交易（绿色环境价值）结算电量70.2 亿千瓦时，结算均价8.7 厘/ 千瓦时。其中，风电占比19.3%，光伏占比80.7%。

表 3 2024 年绿电交易结算情况（单位：亿千瓦时、厘 / 千瓦时）

新能源类型	结算电量	结算均价
风电企业	13.5	7.3
光伏企业	56.7	9.0
合计	70.2	8.7

(十一)

零售市场交易及结算

1

电能量零售交易及结算

2024 年，共有62759 家电力用户参与交易，其中4 家直接参与批发市场交易，剩余62756 家参与零售市场交易⁷；共有257 家售电公司参与交易，零售交易电量3946.8 亿千瓦时，占全市场交易电量的99.96%。零售用户电能量电费结算均价488.9 厘/ 千瓦时（其中含变动成本补偿、峰谷平衡分摊等度电分摊合计27.4 厘/

⁷ 注：2024 年，1 家电力用户先后参与零售市场交易、批发市场交易。

千瓦时)。各类售电公司零售交易情况，如表4 所示。

2024 年，共有249 家售电公司累计收益盈利，8 家亏损，售电公司总体获利，获利面97%，平均度电获利17.5 厘/ 千瓦时。

表 4 2024 年零售交易情况（单位：亿千瓦时、厘 / 千瓦时）

售电公司 类型	参与交易 家数	零售总 电量	零售电量 占比	总零售 用户数	零售用户 数占比	零售用户 度电分摊	零售用户 度电单价 (含分摊)	售电公司 度电获利
发电背景	30	2322.7	58.9%	18681	29.8%	27.5	473.4	8.5
电网背景	4	72.6	1.8%	1134	1.8%	27.1	505.4	16.9
独立背景	223	1551.5	39.3%	42941	68.4%	27.4	511.3	31.0
总计	257	3946.8	100.0%	62756	100.0%	27.4	488.9	17.5

注：（1）零售电量为零售用户实际用电量；（2）用户度电单价、度电分摊中的正数表示支出；售电公司度电获利中正数表示获利，负数表示亏损；（3）零售用户度电分摊包含电能量峰谷平衡分摊、输配电价峰谷平衡分摊、变动成本补偿分摊、保障居民农业损益分摊等分摊；（4）零售用户度电单价不含输配电价、政府性基金及附加和功率因素调整电费等。

从各地市对比来看，茂名、东莞、汕尾等地用户平均平段结算电价最高，云浮、阳江、清远等地用户平均平段结算电价最低，最高和最低之间相差16.5 厘/ 千瓦时（图28）。

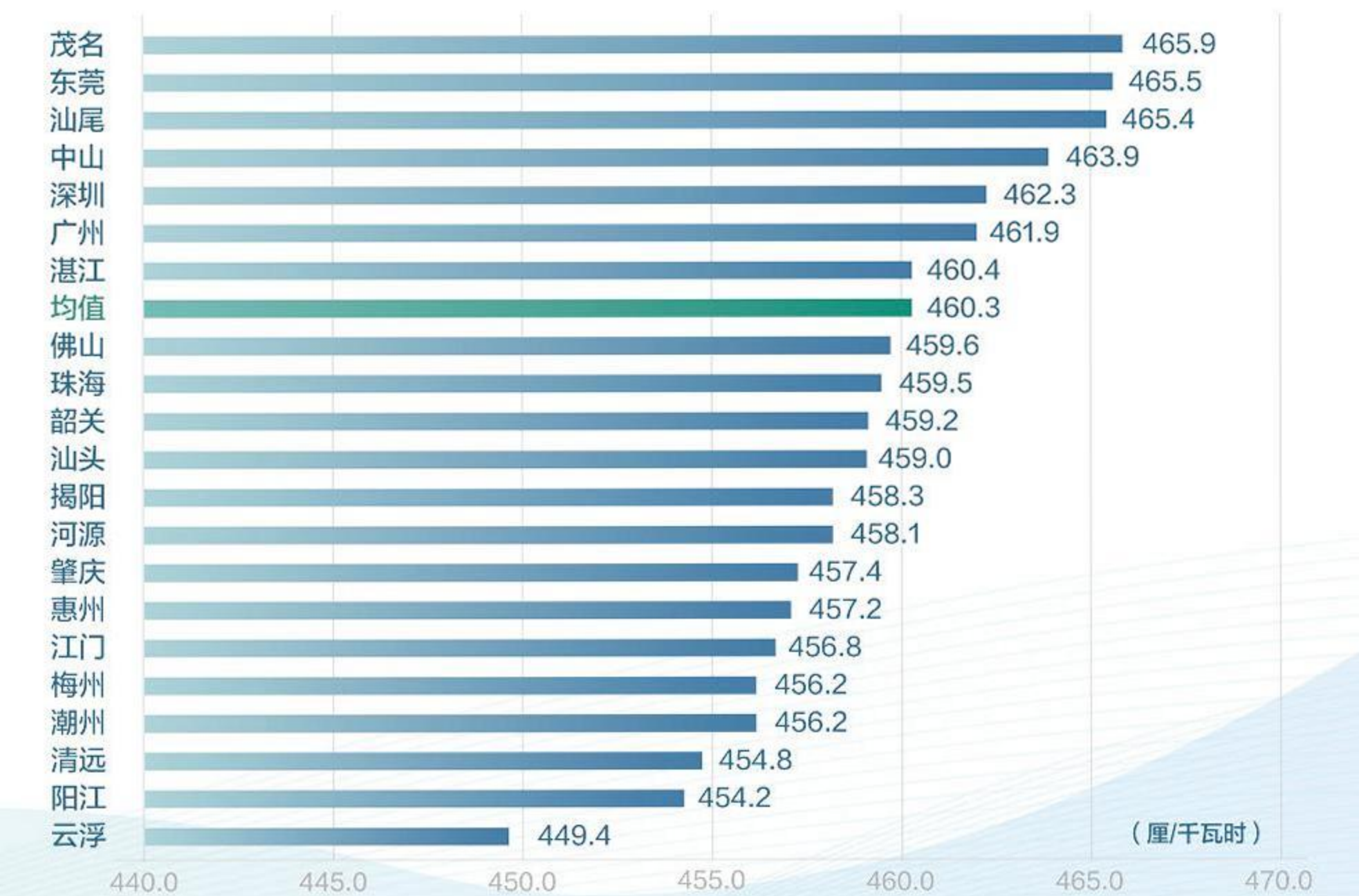


图 28 各地市用户平均合同平段结算电价对比（不含分摊）

2024年以来，随着一次能源价格持续走低，电力市场价格同步下降。本年售电公司批发结算均价443.2厘/千瓦时，同比降低17.6%；零售用户电能量结算均价461.5厘/千瓦时，同比降低16.2%，零售用户价格降幅与批发侧降幅相近，市场降价红利充分传导至用户端。

2 绿电零售交易及结算

2024年共有486家电力用户参与可再生绿电交易，其中481家参与零售交易（5家参与批发交易）。全年绿电零售交易电量66.8亿千瓦时，结算均价12.7厘/千瓦时。

2024年，共有62家售电公司累计收益盈利，15家亏损。售电公司总体获利，获利面80.5%，平均度电盈利3.4厘/千瓦时。

(十二) 风险控制

1 履约风险管控

截至2024年底，360家售电公司合计信用额度80.7亿元，其中履约担保覆盖的担保信用额度73.5亿元，无担保信用额度7.2亿元，合计履约风险2.5亿元。售电公司信用占用度和预警情况，如表5所示。

表 5 截至 2024 年底售电公司信用占用度和预警情况（单位：家）

信用占用度	60%以下	60-80%	80-100%	100%以上
预警情况	状况良好	黄色预警	橙色预警	红色预警
售电公司数量	360	0	0	0

2 零售市场风险管控

通过书面函件、电子邮件、服务热线及政府转送等方式受理实名投诉103宗，共涉及66家售电公司，公开通报13家售电公司22宗实名投诉事项，协调解决81宗售电公司与零售用户争议纠纷。

3 信用评级

共有146家售电公司参与信用评分评价，其中AAA级29家、AA级60家、A级55家、B级0家、C级2家。

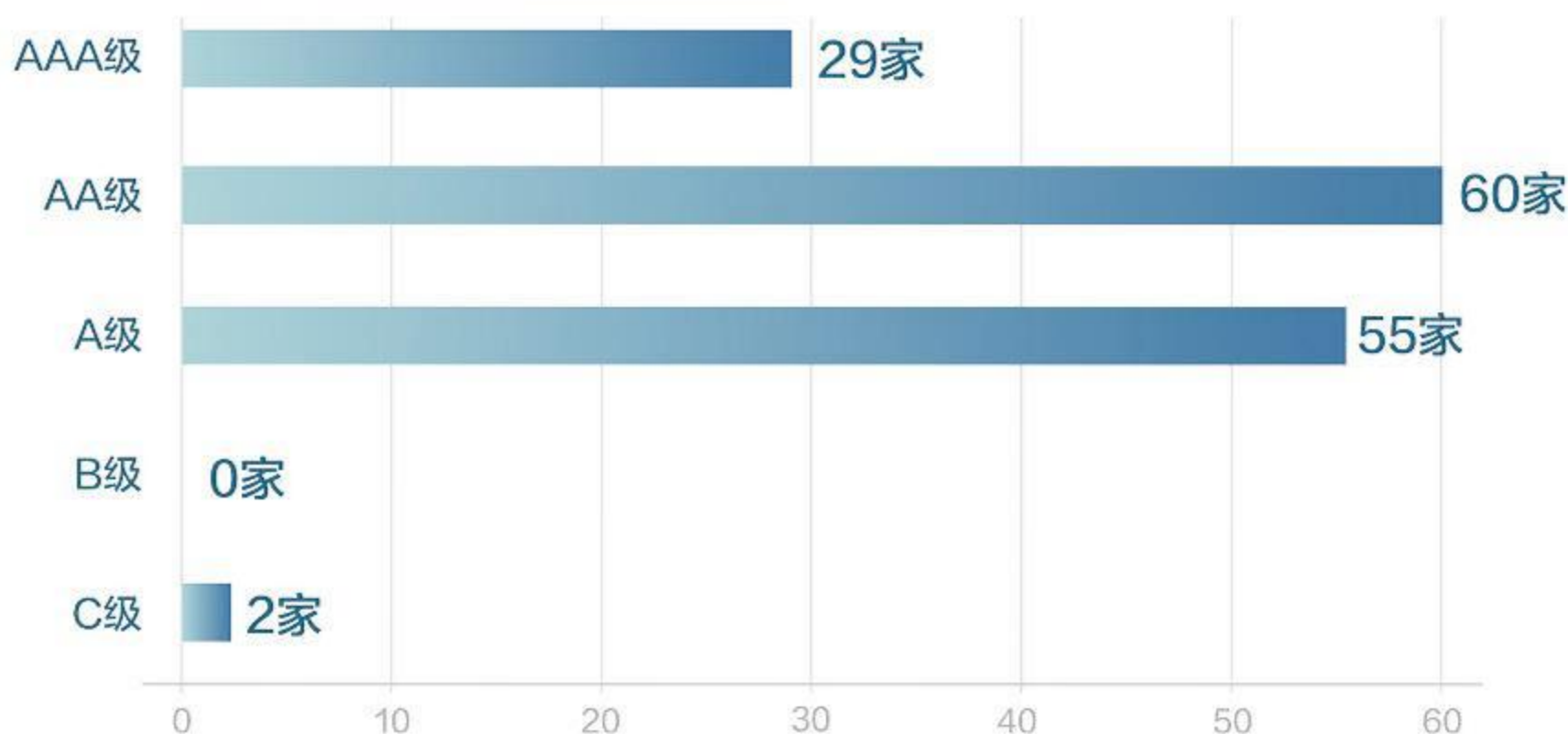


图 29 售电公司信用评价情况

(十三) 2025 年年度交易

1 市场规模

落实国家关于有序推动全部工商业用户进入电力市场的要求，广东电力市场 2025 年安排交易规模约 6500 亿千瓦时（含电网代购电量）。其中安排年度交易规模 3800 亿千瓦时，按照“绝对价格+曲线”的模式组织。

2 年度交易

2024 年 12 月，组织完成 2025 年年度双边协商交易、年度挂牌交易和年度集中竞争交易，总成交电量 3410.9 亿千瓦时，交易均价 391.9 厘/千瓦时，发电企业成交 140 家，售电公司成交 324 家，批发用户成交 2 家，独立储能成交 2 家。

(1) 年度双边协商交易共成交合约 1848 份，成交电量 3310.1 亿千瓦时，交易均价为 391.9 厘/千瓦时，发电企业成交 140 家，售电公司成交 321 家，批发用户成交 2 家，独立储能成交 2 家。

(2) 年度挂牌交易共成交 402 笔，成交电量 59.5 亿千瓦时，交易均价为 390.8 厘/千瓦时，发电企业成交 54 家，售电公司成交 97 家，独立储能成交 1 家。

(3) 年度集中竞争交易共成交 2160 笔，成交电量 41.4 亿千瓦时，交易均价为 392.7 厘/千瓦时，发电企业成交 53 家，售电公司成交 91 家。



图 30 2017-2025 年年度交易成交情况

注：2017-2021 年度交易按价差模式开展，为便于比较，转换为绝对价格展示。

3 绿电年度交易

2025 年绿电年度双边协商交易总成交电量40.6 亿千瓦时（其中双方约定电能量价格的成交电量为1.2 亿千瓦时），电能量成交均价386.6 厘/ 千瓦时，绿色环境价值成交均价5.8 厘/ 千瓦时，其中发电侧成交61 家，用电侧成交29 家。

4 市场机组代理购电交易

2025 年代购市场年度挂牌交易总成交电量420.4 亿千瓦时，254 台燃煤、燃气机组全部成交（含强制分配）。

5 零售市场交易

（1）电能量零售合同签订

2025 年度电能量零售合同累计成交电量约4144 亿千瓦时（按用户近一年用电量估算，下同），共342 家售电公司、76257 家市场用户参与。其中，固定价格部分电量3662.2 亿千瓦时，占比88.4%，均价406.3 厘/ 千瓦时（平段价格）；市场联动价格部分电量481.8 亿千瓦时，占比11.6%。

（2）绿电零售合同签订

2025 年度绿电零售合同累计成交电量约108.8 亿千瓦时（其中按用电量比例签约的用户取近一年用电量估算），共88 家售电公司、634 家市场用户参与。其中，固定价格部分电量108.7 亿千瓦时，占比99.9%，均价6.6 厘/ 千瓦时；市场联动价格部分电量0.1 亿千瓦时，占比0.1%。

二、2024 年工作情况

2024 年，在政府主管部门、能源监管机构的正确领导和电网公司、经营主体的大力支持下，广东电力交易中心进一步完善市场交易机制，精心谋划 2025 年市场交易安排，全力配合南方区域市场开展结算试运行，圆满完成年度工作目标，实现多项新的突破。

（一）适应新型电力系统的市场机制取得新突破

一是建立具有广东特色的新能源“全电量报量报价”、“基数+现货偏差结算”交易机制，充分发挥风电、光伏低边际成本优势，引导火电机组将发电空间合理让至新能源。二是率先引入分布式光伏参与绿电交易，构建全周期绿色账户管理体系和溯源平台，实现绿电“生产-交易-消费-出证-注销”全流程跟踪。三是首创独立储能、抽水蓄能、虚拟电厂等新型主体“报量报价”参与市场交易，既促进了新能源消纳，又提升了电力保供能力。截至 2024 年底，6 家独立储能根据现货价格“低充高放”，最大充放电功率 70 万千瓦；引入梅州抽水蓄能电站试点参与现货市场，实现国内蓄能入市“零”的突破，平均价差 0.16 元/千瓦时，为抽蓄发挥综合效益提供有利条件。

（二）电力市场关键问题解决取得新突破

以机制创新破解难题，在中长期市场方面，研发多月集中竞争交易品种，实现中长期价格更加连续，主体管理风险手段更加多样。在现货市场方面，进一步完善变动成本补偿机制，提出广东电力市场天然气综合价计算模型，按月动态调整气机变动成本补偿，提高气机顶峰发电积极性。在阻塞管理方面，推动实现中长期阻塞由不单独结算向单独结算的重大转变，更好发挥现货价格引导作用。

(三) 数字赋能市场交易服务取得新突破

深耕电力市场服务，建立“立体化”沟通服务渠道，做优“精品课程、学习地图、模拟仿真、考试认证”四位一体市场培训平台，完成佛山、茂名等 18 个地市面向电力用户的现场培训，全省覆盖率 90%；开展 16 场专业型线上培训，参与人数突破 10 万人次。采用“云化+微服务化”全面优化升级交易系统，实现架构更合理、安全更可靠、界面更友好，支撑海量市场主体更好参与市场交易。健全公开透明、应披尽披的信息披露机制，全年累计发布信息约 1.2 万条。

(四) 市场全面风险防控体系建设取得新突破

创新构建电力市场全面风险管控体系，构建“事前、事中、事后”风险辨识和防控机制；建成“1+6+X”三级风险监控驾驶舱，实现对市场风险和业务流程风险防控的全员、全链条智能化监控；自主研发、迭代更新国内首个履约风险量化算法模型，“逐日盯市”自主识别欠费风险；着力维护电力市场秩序，向 120 余家售电公司发出书面函询、2800 余家电力用户发出风险提示告知，各类市场风险、法律风险得到有效管控。

(五) 支撑区域市场结算试运行取得新突破

积极参与南方区域市场规则体系和结算试运行方案研讨，深度参与不平衡资金处理、优先发电计划调整等重点问题研究，保障网省交易规则有效衔接。精心做好主体档案维护推送，全面对接交易系统改造升级，打通档案、申报、出清、结算数据交互。加强结算试运行期间市场运行监测，认真总结复盘，积极建言献策。2024 年配合区域市场开展 5 次共 53 天结算试运行，有力支撑区域市场 11 月结算试运行顺利开展，为后续更长周期结算试运行奠定坚实基础。

三、2025 年工作安排

2025 年，广东电力交易中心将在政府部门的统一部署和指导下，坚持稳中求进、以进促稳、先立后破，更加注重市场机制创新，更加注重市场数智赋能，更加注重绿色低碳发展，确保“十四五”市场建设圆满收官。

（一）持续完善市场体系和功能，高标准推进广东电力市场建设

有序放开发用电计划，完善计划与市场衔接，推进代购优购分时偏差结算。推动用户侧报量报价参与市场出清，开展现货电能量与需求响应、辅助服务市场的协同机制、现货分时段申报等研究。建立健全容量电价 / 补偿机制，优化机组成本补偿，保障发电成本合理疏导。不断完善中长期交易机制，研究常态化开展年度交易方式，探索适应广东电力市场的输电权分配与交易。

（二）健全大规模新能源交易机制，服务我省绿色低碳发展

落实国家最新政策要求，推动新能源上网电量全部进入电力市场，通过市场价格引导分布式光伏健康有序并网，缓解新能源消纳压力。持续完善绿电结算溯源服务，优化绿电事后交易、结算及溯源分配时序安排，实现同月结算。不断完善新型储能、抽水蓄能、虚拟电厂参与现货市场机制，落实虚拟电厂试点参与市场交易，推动新型储能、抽水蓄能按 15 分钟开展结算。

（三） 进一步提升市场服务和监管水平，护航市场蓬勃发展

健全售电公司资质管理机制，创新零售交易模式，拓展交易窗口期，加强市场分析监控与预警提醒，完善纠纷处理机制，做细做实零售市场服务与监管。制定诉求服务标准与流程，加强话务坐席专业培训，丰富宣传培训内容，拓展宣传渠道，持续推进市场服务管理提升。搭建广东电力市场统一信息披露平台，实现信息数据披露、监控、统计、分析的全过程管理。进一步完善电力市场数字化风险监控体系，推动新履约风险评估和处理机制全面落地应用。探索建立电力市场自律管理机制，着力规范维护市场秩序。

（四） 提升平台运营能力，保障业务全面数字化转型

持续优化交易系统“1+N+2”数字化体系架构，支撑自然日连续开市，提升用户体验。搭建“两地三中心”技术平台，推进实现“同城双活、异地容灾”的灾备架构。加强系统全生命周期管理，优化系统集成交互及可视化，推动交易系统全面安全可靠。开展人工智能、市场数据要素供给服务实施研究，推动“AI+”赋能。

（五） 全面配合南方区域市场连续结算试运行，融入全国统一电力市场建设

发挥广东电力市场先行示范作用，持续深度参与南方区域市场理论研究，完善省内衔接机制、业务运行机制及系统功能支撑，推动区域现货市场连续结算试运行。探索省内主体直接与省外发用电主体开展跨省“点对点”交易的可行性，建立相应的省内衔接机制，推动跨省绿电交易试点实施，促进电力资源在更大范围的优化配置。

附录 1：2024 年电力市场政策文件

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
1	能源工作	《中华人民共和国能源法》	——	旨在推动能源高质量发展，保障国家能源安全，对能源领域的规划、开发利用、市场体系、储备和应急等内容进行立法。
2	能源工作	《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》	发改委 2024 年第 15 号令	将可再生能源发电上网电量分为保障性收购和市场化交易两类，对收购交易的范围、责任分工、监管职责、监管措施、法律责任进行了系统规定。
3	能源工作	国家能源局关于印发《2024 年能源监管工作要点》的通知	国能发监管〔2024〕4 号	明确 2024 年能源监管工作的总体思路、工作目标和工作内容。锚定保障能源安全和推动绿色低碳转型两个目标，创新开展过程监管、数字化监管、穿透式监管、跨部门协同监管“四个监管”。
4	能源工作	国家能源局关于印发《2024 年能源工作指导意见》的通知	国能发规划〔2024〕22 号	旨在持续推动能源绿色低碳转型和高质量发展，保障能源安全，对 2024 年能源工作提出指导意见。
5	能源工作	国家能源局关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知	国能发电力〔2024〕44 号	明确加快推进新能源配套电网项目建设、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展等重点任务。
6	能源工作	关于印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》的通知	发改能源〔2024〕1128 号	旨在加快推进新型电力系统建设，为实现碳达峰目标提供有力支撑，提出了电力系统稳定保障行动等多项行动方案。
7	能源工作	关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知	发改环资〔2024〕113 号	旨在加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费，激发绿证需求潜力，夯实绿证核发交易基础，拓展绿证应用场景，加强国内国际绿证互认。
8	市场建设	《电力市场监管办法》	发改委 2024 年第 18 号令	对原监管办法进行了修订，对实施主体及职责、监管对象及范围、监管内容、监管措施等进行了规范。
9	市场建设	《电力市场运行基本规则》	发改委 2024 年第 20 号令	是加快建设全国统一电力市场体系的顶层设计文件，是全国统一电力市场“1+N”基础规则体系中的“1”，为国家制修订的一系列电力市场基本规则等规范性文件提供依据。
10	市场建设	国家能源局关于印发《电力市场注册基本规则》的通知	国能发监管规〔2024〕76 号	旨在统一电力市场注册机制，加强和规范电力市场注册工作，对电力市场注册的原则、基本条件、信息变更要求等内容进行具体规定。
11	市场建设	国家能源局关于印发《电力市场信息披露基本规则》的通知	国能发监管〔2024〕9 号	在《电力现货市场信息披露办法（暂行）》等文件的基础上，对信息披露相关工作进行整合，建立全国统一规范的电力市场信息披露体系，对信息披露原则和方式、信息披露内容、披露信息调整、信息保密和封存、监督管理等作出规定。

12	市场建设	国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知	发改价格〔2024〕196 号	为适应新型电力系统发展需要，持续推进电力辅助服务市场建设。对电力辅助服务市场与其他市场统筹衔接机制、需求确定机制，产品计价机制等提出相关指导意见。
13	市场建设	国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知	国能发科技规〔2024〕26 号	旨在规范新型储能并网接入管理，优化调度运行机制，对功能定位、调度机制、技术与管理要求，市场化发展等提出相关指导。
14	市场建设	国家能源局关于印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》的通知	国能发新能规〔2024〕67 号	旨在进一步规范绿证核发和交易行为，明确职责分工、账户管理、绿证核发、绿证交易及划转、绿证核销、信息管理及监管等方面的具体要求。
15	市场建设	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》的通知	发改能源〔2024〕1123 号	明确了绿色电力交易的定义、组织方式、交易方式、价格机制及结算等规则。
16	市场建设	广东省能源局 国家能源局南方监管局关于 2024 年电力市场交易有关事项的通知	粤能电力〔2023〕704 号	明确 2024 年广东电力市场交易规模、准入标准、市场模式和交易安排。
17	市场建设	广东省能源局关于做好 2024 年电力市场年度交易工作的通知	粤能电力函〔2023〕732 号	明确 2024 年年度交易规模及电量上限、年度双边协商、年度挂牌、可再生能源交易、电网代购市场电量、核电交易电量等相关安排及交易要求。
18	市场建设	广东省发展改革委 广东省能源局 国家能源局南方监管局关于我省煤电容量电价机制有关事项的通知	粤发改价格函〔2023〕1990 号	落实国家煤电容量电价机制，制定广东煤电容量电价机制，明确实施范围、容量电价水平、容量电价分摊、容量电费考核等要求。
19	市场建设	关于印发广东电力市场建设 2024 年工作要点的通知	粤发改能源〔2024〕109 号	明确了 2024 年广东电力市场建设要点。
20	交易规则	关于发布广东电力市场配套实施细则（2024 年修订）的通知	广东交易〔2024〕79 号	在原有文件基础上，对现货交易、中长期交易、结算、信息披露 4 项配套细则进行了修订。
21	交易规则	关于发布《广东电力市场气电天然气价格传导机制实施方案（试行）》的通知	广东交易〔2024〕95 号	进一步加强燃气机组变动成本补偿与天然气价格涨跌的有效联动，促进气电可持续运营发展。
22	交易规则	关于印发实施《广东电力市场履约风险管理实施细则（2024 年版）》的通知	广东交易〔2024〕215 号	对市场各方权责、履约风险评估、信用额度管理、风险防控措施、履约担保管理等内容提出了具体措施。
23	市场建设	关于印发广东省抽水蓄能参与电力市场交易实施方案的通知	粤能电力〔2024〕27 号	建立健全抽水蓄能参与电力市场交易机制，有序推进抽水蓄能参与电力市场交易。

24	交易规则	关于发布《广东省抽水蓄能参与电力市场交易细则（试行）》的通知	广东交易〔2024〕156 号	在粤能电力〔2024〕27 号文基础上编制抽水蓄能参与电力市场交易细则，对准入条件、注册要求、参数设定、中长期现货交易、出清定价考核机制、结算机制等作了进一步明确。
25	市场建设	关于印发《广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案》的通知	粤能电力〔2024〕48 号	旨在建立健全虚拟电厂参与电力市场交易机制，加快推动虚拟电厂参与电力市场交易，对虚拟电厂参与市场的准入、注册、交易机制、管理系统建设等内容提出了方案。
26	市场安排	广东省能源局 国家能源局南方监管局关于 2025 年电力市场交易有关事项的通知	粤能电力〔2024〕50 号	明确 2025 年广东电力市场交易规模、准入标准、市场模式和交易安排。
27	市场建设	广东省能源局关于做好 2025 年电力市场年度交易工作的通知	粤能电力函〔2024〕461 号	明确 2025 年年度交易规模及电量上限、年度交易组织及要求、核电年度绿电交易、电网代购电量等相关安排及交易要求。

附录 2：2024 年广东电力市场大事记

2024 年 2 月

广东省内分布式光伏、居民用户首次参与绿电交易。全年共 46 家分布式光伏参与绿电交易，总成交电量 1.2 亿千瓦时；共 4 个居民用户参与绿电交易，成交电量 2 万千瓦时。

2024 年 2 月

广东省内独立储能电站作为首批试点参与南方区域调频辅助服务市场，全国率先引入独立储能分时参与现货电能量和区域调频市场，实现储能“一体多用、分时复用”。2024 年 3 月，独立储能电站首次完成中长期交易。

2024 年 6 月 1 日

《广东电力市场气电天然气价格传导机制实施方案（试行）》印发，进一步加强燃气机组变动成本补偿与天然气价格涨跌的有效联动，促进气电可持续运营发展。

2024 年 6 月 25 日

东莞市举办绿色电力交易服务发布会暨链主企业绿色倡议活动，广东电力交易中心作为协办单位参与系列宣传演讲，旨在让广大经营主体理解绿电交易全流程内容。

2024 年 6 月 24-30 日

南方区域电力市场开展首次按周结算试运行。2024 年 8 月 22-31 日，南方区域电力市场开展首次按旬结算试运行。2024 年 11 月，南方区域电力市场首次完成全月结算试运行，全年共开展 5 次 53 天结算试运行。

2024 年 7 月

《广东省抽水蓄能参与电力市场交易实施方案》印发，首次建立抽水蓄能参与市场交易机制。10 月，首个抽水蓄能电站广东梅州抽水蓄能电站参与现货市场。

2024 年 7 月

广东绿电溯源存证系统正式启用。自 8 月 7 日起，经营主体可便捷登录系统按需一键申领溯源报告。2024 年共为 100 余家经营主体提供超 500 份绿电溯源报告。

2024 年 9 月 27 日

广东电力交易中心举办了 2024 年度经营主体开放日活动。广东省能源局、国家能源局南方监管局、广东电网公司、上海电力大学、南方网，以及发电企业、售电公司、电力用户等 40 余家经营主体共同参与活动。

2024 年 10 月 15 日

广东在全国率先组织开展发用双方可买可卖的多月集中竞争交易。全年累计组织开展 11 场交易，累计成交电量 1.2 亿千瓦时。

2024 年 12 月 28 日

广东电力现货市场正式运行满一周年。

联系我们

邮箱: gddljyzx@163.com

电话: 4009303000

网址: <https://pm.gd.csg.cn>

地址: 广州市越秀区东风东路761号丽丰中心13楼