

广东电力市场 2022 年年度报告



广东电力交易中心

2023 年 02 月

前 言

过去一年，在省能源局和南方能源监管局的组织领导、电网公司的大力支持以及市场主体的积极参与下，广东电力交易中心认真贯彻落实国家和省电力体制改革工作部署，发扬“敢闯敢干”精神，循序渐进、持续改善现有电力市场交易规则体系和关键机制，市场建设和运营取得了积极显著成效，始终全面走在全国前列。

2022 年，广东电力市场累计交易电量 5308.9 亿千瓦时（含市场直接交易 2985.7 亿千瓦时、电网代购 2323.2 亿千瓦时），全年常态化开展中长期、现货、绿电和需求响应等多层次市场交易。认真落实国家关于中长期“量足价稳”要求，实现中长期电量高比例覆盖；推动南方（以广东起步）电力现货市场连续平稳运行，以市场化手段合理疏导发电成本，有力保障电力供应；积极做好市场化需求侧响应、可再生绿电交易，市场活力持续释放；打造中长期分时段交易、新能源参与现货市场等新机制新品种，推进零售市场规范管理和智慧平台建设，市场体系更加高效健全；全力配合南方区域市场建设，积极建言献策，助力区域市场顺利开展试运行。

本报告以广东电力市场运行情况为主线，主要分析市场外部环境、市场运行情况、2022 年所开展的工作以及 2023 年主要计划安排等内容，数据主要来源于国家统计局、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

2022 年是党的二十大胜利召开之年，也是广东电力市场发展历程中具有重要意义的一年。在各方的共同努力下，广东电力市场经受住了一次能源量紧价高、电力供需形势逆转以及极端天气频发等严峻考验，始终保持平稳有序运行。经过一年的规范完善和优化改进，以“中长期+现货”全电量集中竞争、“批发+零售”一体化设计、“全覆盖、全电量、全流程、全穿透”运作架构的广东模式，得到全面的实践验证，符合国情、省情，基本形成了“竞争充分、开放有序、健康发展”的市场体系。在此，谨代表广东电力交易中心全体员工，向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表示衷心的感谢！

生逢盛世何其幸，不负韶华砥砺前行！站在新的历史起点上，我们将坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大精神，以实际行动践行高质量发展，在巩固现有市场建设运营成果基础上，持续完善优化市场交易规则和关键机制，主动承接落实南方区域市场建设各项任务，推动储能等灵活调节资源参与市场，提升绿电交易的流动性灵活性，强化零售市场监管与管理，持续改进客户服务体验，继续推动广东电力市场全方位“领跑”全国。

广东电力交易中心董事长 黄远明

总经理 林少华

2023 年 2 月 23 日

目 录

前 言	I
广东电力交易中心致辞	II
一、市场外部环境	1
（一）宏观经济形势	1
（二）电力供需情况	1
（三）广东电网概况	4
二、市场运行情况	5
（一）市场主体	5
（二）市场结构	7
（三）中长期市场交易	8
（四）现货市场交易	13
（五）可再生绿电交易	14
（六）需求响应交易情况	15
（七）代理购电交易情况	16
（八）市场结算	16
（九）零售市场交易情况	20
（十）风险控制情况	21
（十一）2023 年市场安排及年度交易情况	21
三、2022 年工作情况	25
四、2023 年工作安排	31
附录 1：2022 年电力市场政策文件	33
附录 2：2022 年广东电力市场大事记	36

一、市场外部环境

（一）宏观经济形势

2022 年 ,我国 GDP 总量 121.02 万亿元 ,同比增长 3.0% ;
广东地区生产总值 12.91 万亿元 ,同比增长 1.9%（表 1）。

表 1. 2022 年广东及全国宏观经济形势

经济指标		广东		全国	
		2022年	同比增速	2022年	同比增速
国内（地区）生产总值	万亿元	12.91	1.9%	121.02	3.0%
固定资产投资	万亿元	-	-2.6%	57.21	5.1%
社会消费品零售总额	万亿元	4.49	1.6%	43.97	-0.2%
进出口总额	万亿元	8.31	0.5%	42.07	7.7%
其中：出口总额	万亿元	5.33	5.5%	23.97	10.5%
进口总额	万亿元	2.98	-7.4%	18.1	4.3%
居民消费价格指数	-	-	2.2%	-	2.0%
规模以上工业增加值	万亿元	3.95	3.2%	-	3.6%

数据来源：国家统计局、广东省统计局。以正式发布为准。

（二）电力供需情况

1. 发电装机容量及发电量

截至 2022 年底，全国发电装机容量 25.6 亿千瓦，同比增长 7.8%（表 2）。2022 年，全国规模以上电厂发电量 8.4 万亿千瓦时，同比增长 2.2%；全国发电设备累计平均利用 3687 小时，比上年同期减少 125 小时（表 3）。

表 2. 截至 2022 年底全国发电装机容量

装机类型	装机容量（万千瓦）	同比增速	装机容量占比
总装机	256405	7.8%	100.0%
其中：水电	41350	5.8%	16.1%
火电	133239	2.7%	52.0%
核电	5553	4.3%	2.2%
风电	36544	11.2%	14.3%
太阳能发电	39261	28.1%	15.3%

数据来源：国家能源局

表 3. 2022 年全国规模以上电厂发电量

装机类型	发电量（亿千瓦时）	同比增速
总发电量	8.39	2.2%
其中：火电	/	0.9%
水电	/	1.0%
核电	/	2.5%
并网风电	/	16.3%

数据来源：中国电力企业联合会

截至 2022 年 12 月底，广东电网统调装机容量 1.71 亿千瓦，同比增长 7.9%（表 4），其中中调装机容量 1.35 亿千瓦，地调装机容量 0.36 亿千瓦；全省发受电量合计 7616 亿千瓦时，同比减少 1.0%（表 5）。

表 4. 截至 2022 年底广东各类机组统调装机容量

装机类型	装机容量（万千瓦）	同比增速	装机容量占比
总装机	17102.7	7.9%	100.0%
其中：煤电	6857.7	1.0%	40.1%
气电	3423.3	12.1%	20.0%
水电	943.5	-0.3%	5.5%
核电	1613.6	0.0%	9.4%
并网风电	1354.3	10.7%	7.9%
并网太阳能发电	1480.8	47.5%	8.7%
其他	1429.5	16.5%	8.4%

数据来源：广东电网公司

表 5. 2022 年广东省电力供应情况

电源类型	发受电量（亿千瓦时）	同比增长	发受电量占比
全省发受电量合计	7616	-1.0%	100.0%
其中：外受电量	1772	-3.8%	23.3%
省内煤电	3157	-4.8%	41.4%
省内气电	829	-7.0%	10.9%
省内水电	254	82.9%	3.3%
省内核电	1019	-5.5%	13.4%
省内风电	270	99.9%	3.5%
省内太阳能发电	103	25.4%	1.3%
省内生物质及其他	212	-0.4%	2.8%

数据来源：广东电网公司

2. 全社会用电量

2022 年，全国全社会用电量 86372 亿千瓦时，同比增长 3.6%（表 6）；广东省全社会用电量 7870 亿千瓦时，同比增长 0.05%。广东省最高统调负荷 1.42 亿千瓦，同比增长 4.9%。

表 6. 2022 年我国电力消费情况

用电类别	用电量（亿千瓦时）	同比增速	占全社会用电量的比重
全社会用电量	86372	3.6%	100.0%
第一产业用电	1146	10.4%	1.3%
第二产业用电	57001	1.2%	66.0%
第三产业用电	14859	4.4%	17.2%
城乡居民用电	13366	13.8%	15.5%

数据来源：中国电力企业联合会

（三）广东电网概况

1. 输电网规模

广东电网以珠江三角洲地区 500 千伏主干环网为中心，向东西两翼及粤北延伸。截至 2022 年底，共有 220 千伏及以上输电线路 5.20 万千米（含电缆）、变电站 638 座、主变容量 4.23 亿千伏安（含深圳电网）。

2. 外部联网情况

截至 2022 年底，广东电网通过“八交十一直”高压输电线路与外部电网互联。其中，通过 6 回直流与云南电网联网，通过 8 回交流、3 回直流与广西、贵州电网联网，广东北部、东部各通过 1 回直流与国家电网联网。

截至 2022 年底，广东电网通过 2 回 500 千伏交流海缆与海南电网相联；通过 4 回 400 千伏线路与香港电网相联；通过 8 回 220 千伏线路与澳门电网相联。

二、市场运行情况

2022 年，广东电力市场顺利实施现货全年连续不间断运行；发布中长期分时段交易实施方案，试点开展多日分时段集中竞争交易；常态化组织绿电交易，推动新能源试点参与现货市场，助力双碳目标实现；印发 2022 年市场化需求响应实施方案和细则，以市场化机制引导用户主动“削峰填谷”。全年市场直接交易电量 2985.7 亿千瓦时¹。

（一）市场主体

截至 2022 年底，共有 51025 家市场主体进入市场目录（表 7），同比增长 39.57%，全年新增 14467 家市场主体。

表 7. 截至 2022 年底各类市场主体数量和交易情况（单位：家）

市场主体	2022 年新增数量	截至 2022 年底 累计数量	2022 年 参与交易数量
售电公司	48	284	151
其中：发电背景	0	34	29
电网背景	3	12	6
独立售电	45	238	116
未注册	0	0	0
已退市	268	271	-
发电企业	53	232	140
其中：已退市	0	9	-
电力用户	14366	50509	37026
其中：大用户	1	780	673
一般用户	14365	49729	36353
合计	14467	51025	37317

¹ 统计值包含年度交易电量 2662.2 亿千瓦时、月度交易电量 222.7 亿千瓦时、周交易净合约交易电量-13.6 亿千瓦时（可买入卖出）、现货偏差电量 100.4 亿千瓦时、可再生绿电结算电量 13.8 亿千瓦时、跨省结算电量 0.2 亿千瓦时。

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 62.11%（图 1）。

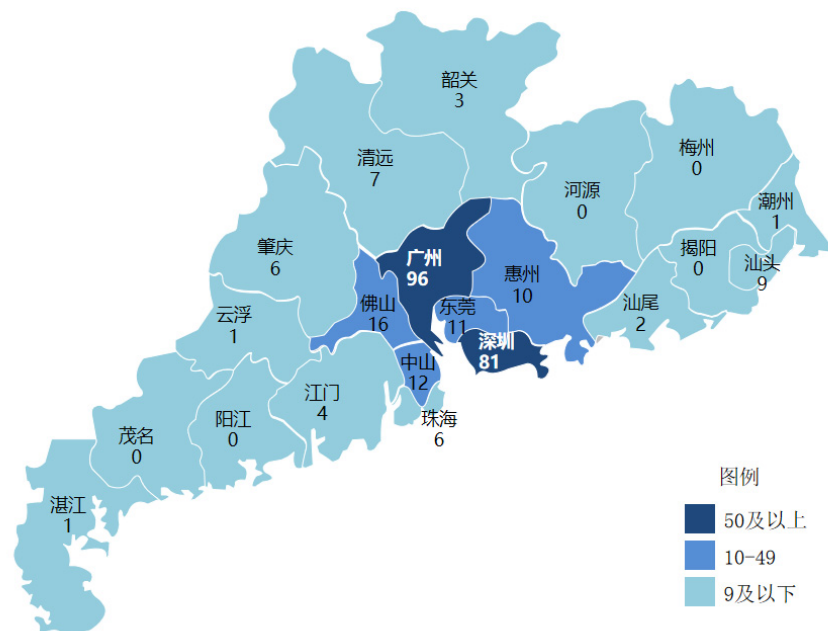


图 1. 截至 2022 年底广东省内售电公司地市分布情况（单位：家）

广东省内发电企业的地市分布如图 2 所示。

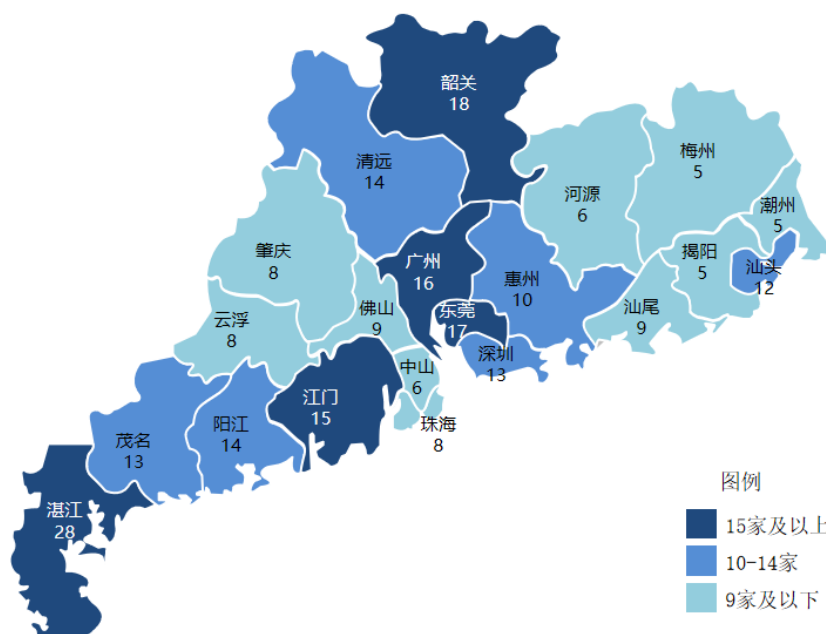


图 2. 截至 2022 年底广东省内市场发电企业地市分布情况

广东省内电力用户的地市分布如图 3 所示。

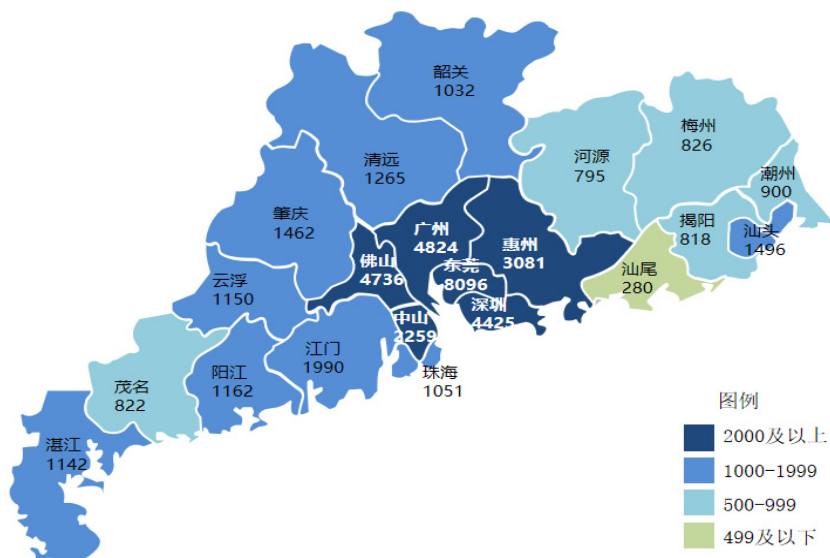
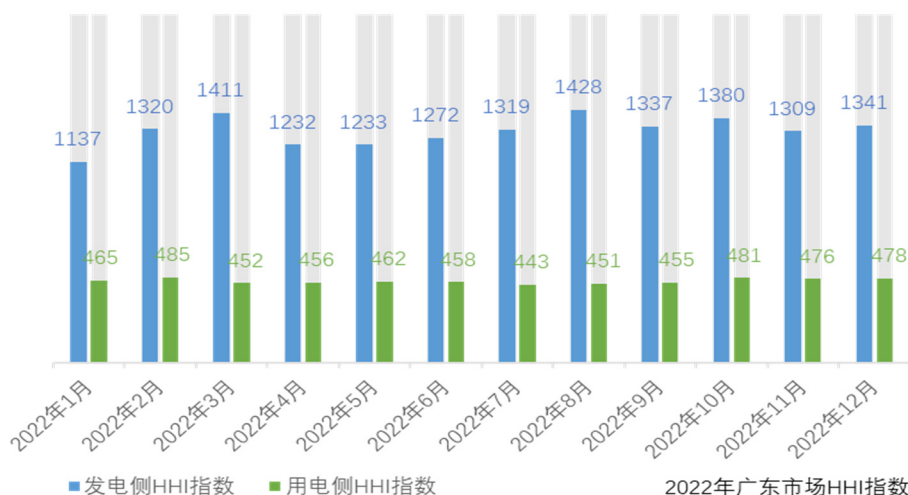


图 3. 截至 2022 年底广东省内电力市场用户地市分布情况（单位：家）

（二）市场结构

2022 年，发电侧市场集中度指数（HHI）处于 1137-1411 之间，平均值 1310，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 452-485 之间，平均值 464，属于“竞争型”市场结构（图 4）。



注：根据美国能源署 HHI 评价标准，HHI 指数小于 1000 为市场处于充分竞争状态，处于 1000-1800 区间为适度集中状态，高于 1800 则为高度集中状态。

图 4. 2022 年广东市场 HHI 指数

2022 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 5 所示。2022 年发电侧 Top1 和 Top4 指数平均值分别为 29%和 55%，用电侧 Top1 和 Top4 指数平均值分别为 17%和 32%。

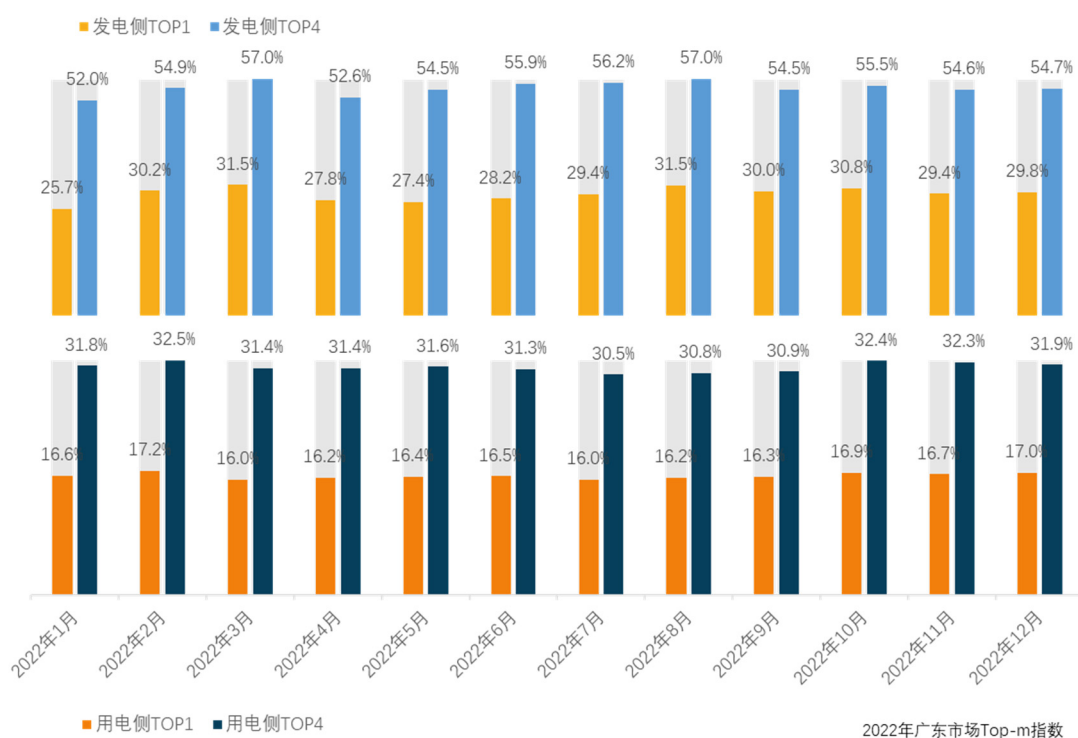


图 5. 2022 年广东发电侧、需求侧 Top-m 指数

（三）中长期市场交易

2022 年广东省中长期电力市场一级市场总成交电量 2871.32 亿千瓦时²，成交均价 499 厘/千瓦时，其中煤机交易电量占比 74.8%，气机交易电量占比 20.0%，核电交易电量

² 统计值包含年度交易电量 2662.17 亿千瓦时、月度交易电量 222.70 亿千瓦时、周交易净合约交易电量-13.55 亿千瓦时。

占比 5.2%。

2022 年广东省中长期电力市场二级市场成交电量 97.6 亿千瓦时，其中发电侧合同转让成交电量 64.8 亿千瓦时，成交均价 509 厘/千瓦时；用电侧合同转让成交电量 32.8 亿千瓦时，成交均价 535 厘/千瓦时。

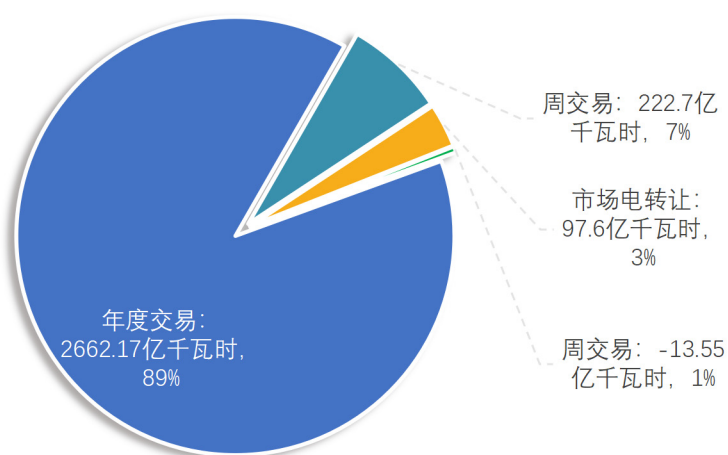
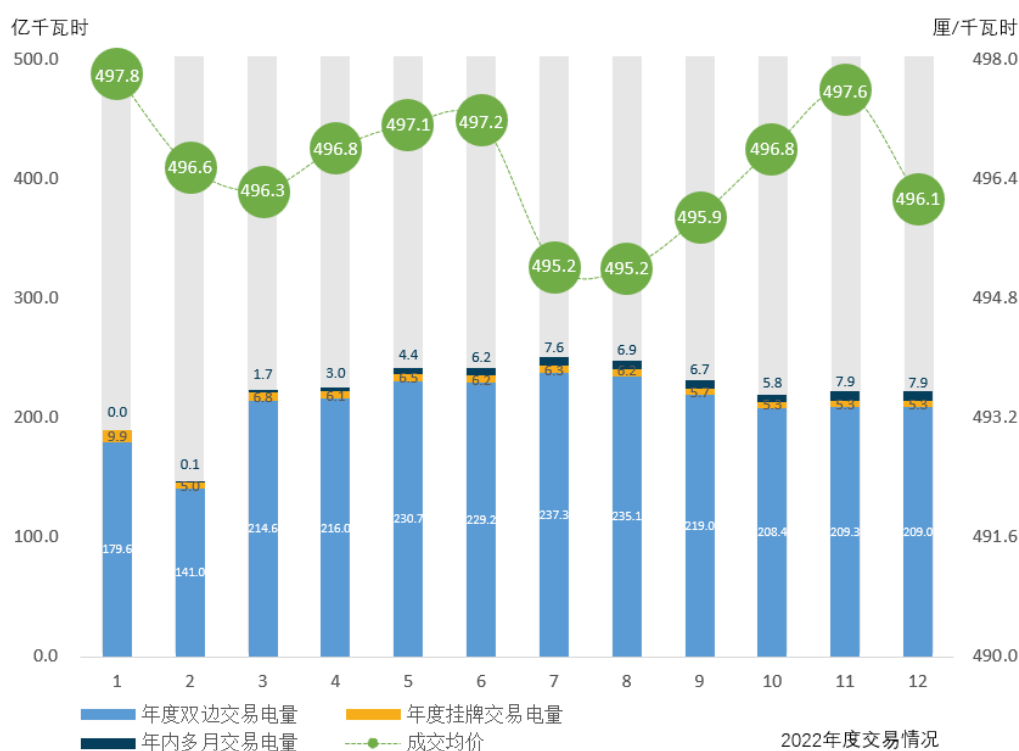


图 6. 2022 年广东省中长期电力交易成交电量（单位：亿千瓦时）

1. 年度交易

2022 年年度交易共成交 2662.17 亿千瓦时（含年内新增年度交易），成交均价 497 厘/千瓦时（图 7）。其中年度双边协商成交电量 2529.24 亿千瓦时，成交均价 496 厘/千瓦时，年度挂牌成交电量 74.48 亿千瓦时，成交均价 502 厘/千瓦时，年内新增年度交易 58.44 亿千瓦时，成交均价 521 厘/千瓦时。



注：1、年内新增年度交易指多月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。

图 7. 2022 年年度交易分月情况（单位：亿千瓦时，厘/千瓦时）

2. 月度交易

2022 年月度交易累计成交电量 222.70 亿千瓦时，成交均价 535 厘/千瓦时（图 8）；其中，煤机成交 157.8 亿千瓦时，成交均价 539 厘/千瓦时；气机成交 26.3 亿千瓦时，成交均价 517 厘/千瓦时；核电成交 38.6 亿千瓦时，成交均价 529 厘/千瓦时。

月度交易中，月度集中竞争交易共组织 12 次，累计成交电量 17.2 亿千瓦时，成交均价 530 厘/千瓦时；月度双边协商交易共组织 12 次，累计成交电量 171.7 亿千瓦时，成交均价 536 厘/千瓦时；月度挂牌交易共组织 12 次，累计成交电量 33.8 亿千瓦时，成交均价 530 厘/千瓦时。

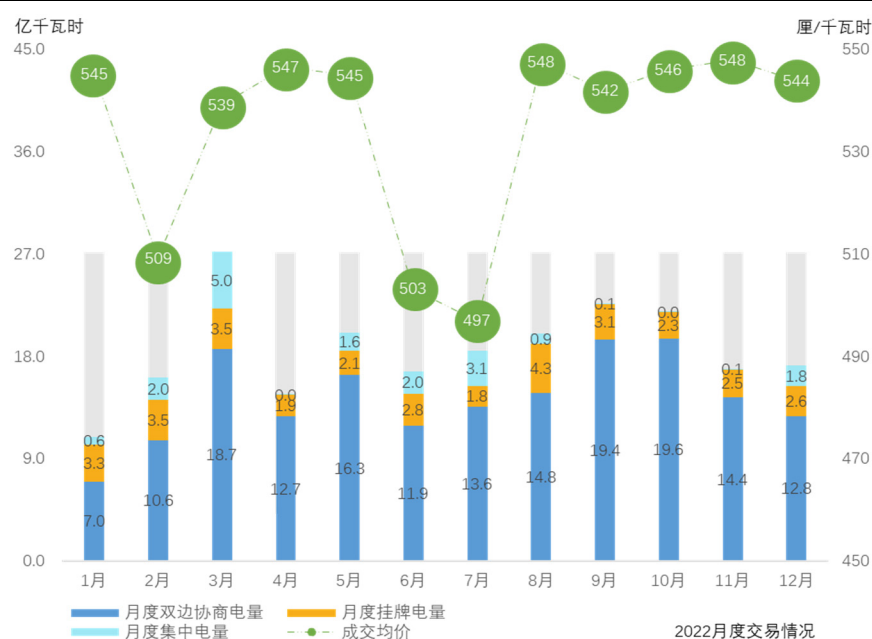


图 8. 2022 年月度交易情况 (单位：亿千瓦时，厘/千瓦时)

3. 市场合同转让交易

2022 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 64.8 亿千瓦时，成交均价 509 厘/千瓦时(图 9)。其中，煤机受让电量 55.2 亿千瓦时，成交均价 511 厘/千瓦时；气机受让电量 9.6 亿千瓦时，成交均价 499 厘/千瓦时。

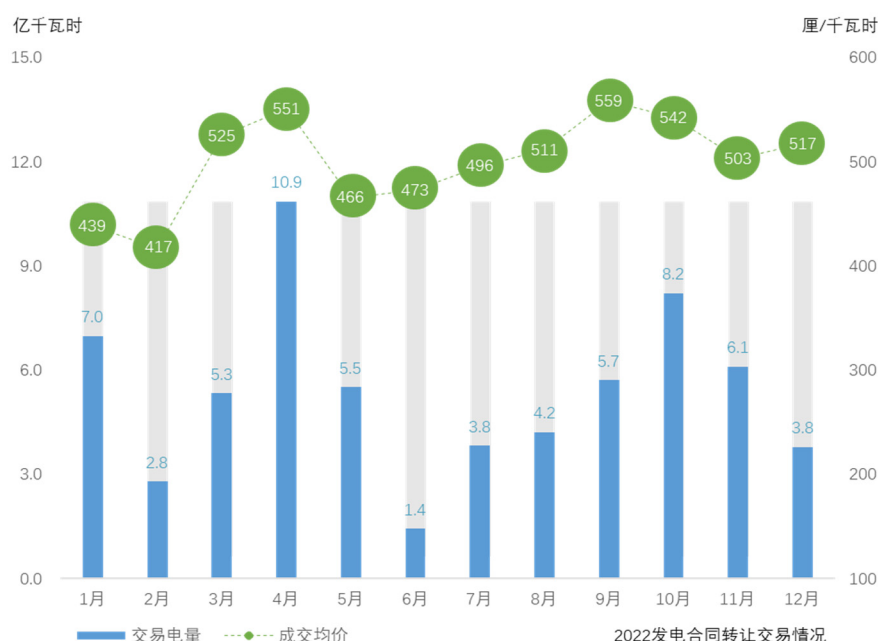


图 9. 2022 年发电合同转让交易情况 (单位：亿千瓦时、厘/千瓦时)

2022 年共组织月度用电侧合同转让交易 12 次，累计成交电量 32.8 亿千瓦时，成交均价 535 厘/千瓦时（图 10）。

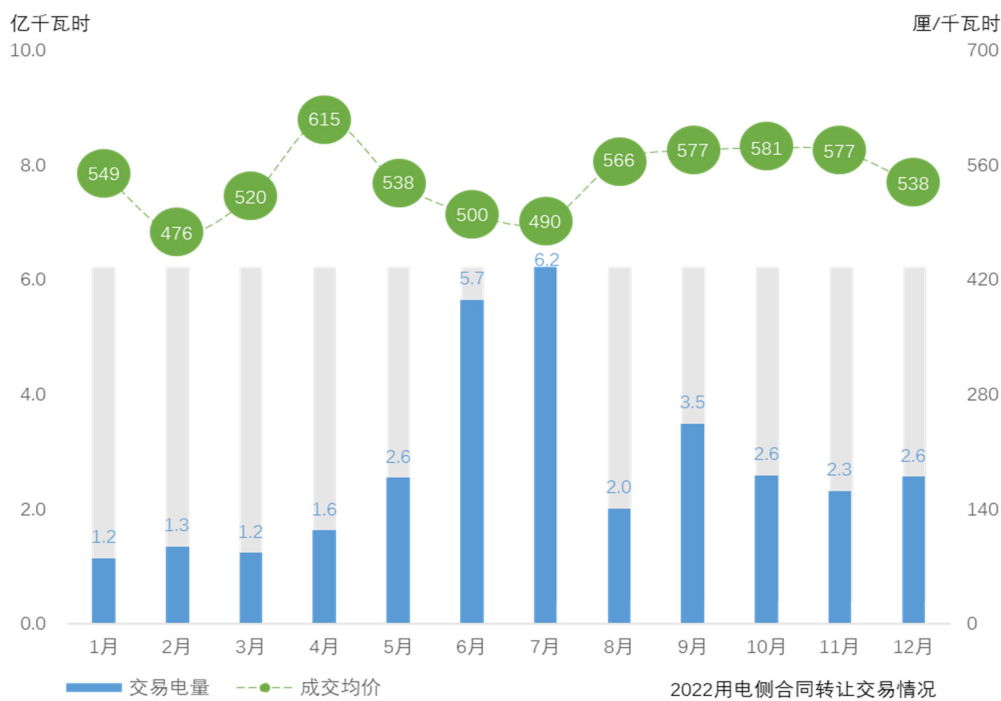


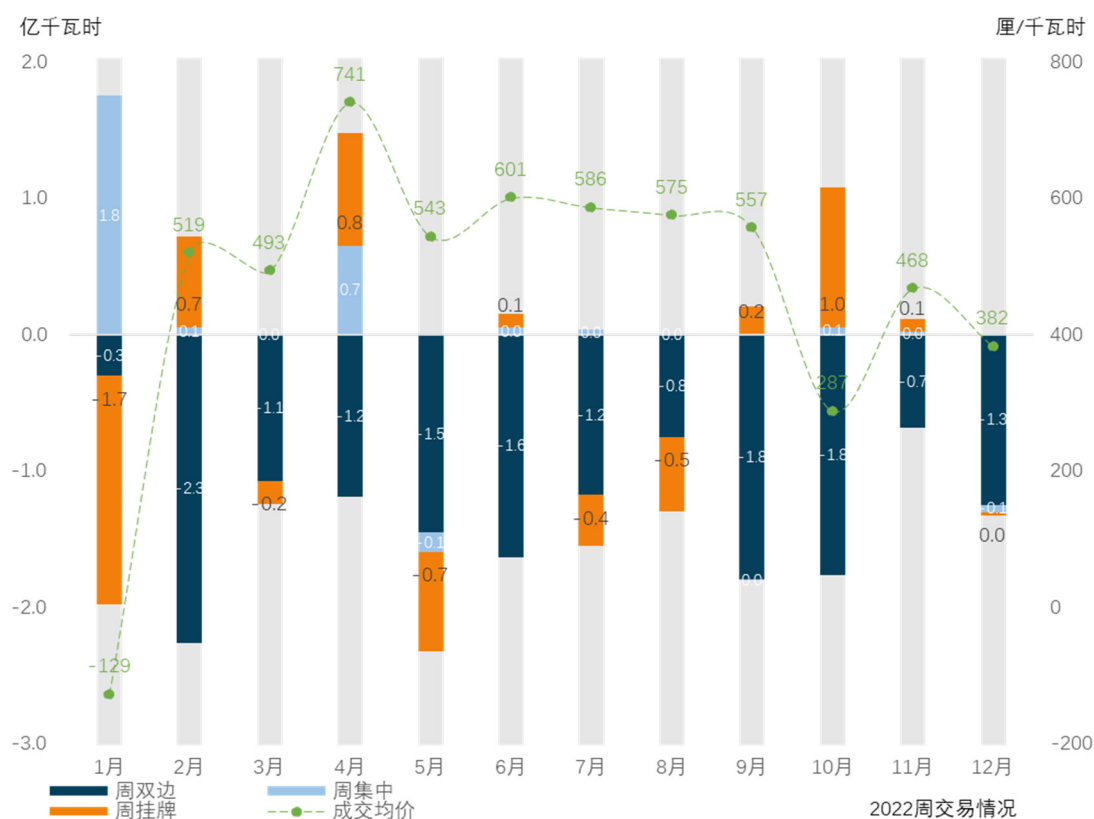
图 10. 2022 年用电侧合同转让交易情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

4. 周交易

2022 年累计开展周双边协商 42 次、周集中竞争 39 次、周挂牌交易 40 次，净合约成交电量-13.6 亿千瓦时，均价 504 厘/千瓦时，其中周双边协商交易电量-15.4 亿千瓦时，周集中竞争交易电量 2.4 亿千瓦时，周挂牌交易电量-0.6 亿千瓦时。周交易累计合约成交电量 63.8 亿千瓦时，均价 544 厘/千瓦时。

自 2022 年 12 月 21 日起，共开展多日分时集中竞争交易 2 次，净合约成交电量 0.0024 亿千瓦时，均价 582.1 厘/千瓦时，累计合约成交电量 0.0209 亿千瓦时，均价 538.8 厘

/千瓦时。



注：成交均价=净合约电费÷净合约电量。

图 11. 2022 年广东周交易情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

（四）现货市场交易

2022 年，现货偏差电量 100.4 亿千瓦时，占全市场用户总用电量的 3.4%。

1. 市场申报

2022 年，共有 230 台机组、151 家售电公司和 2 家大用户参与日前申报，平均报价 662 厘/千瓦时。其中煤机 612 厘/千瓦时，气机 863 厘/千瓦时。

2. 市场出清

2022 年，发电侧日前总成交电量 3800.6 亿千瓦时。日前市场加权均价 572 厘/千瓦时，每日的现货日前均价最高 1070 厘/千瓦时，最低 69 厘/千瓦时；实时市场加权均价 603 厘/千瓦时，每日的现货实时均价最高 1181 厘/千瓦时，最低 48 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 200-1000 厘/千瓦时，如图 12 所示。

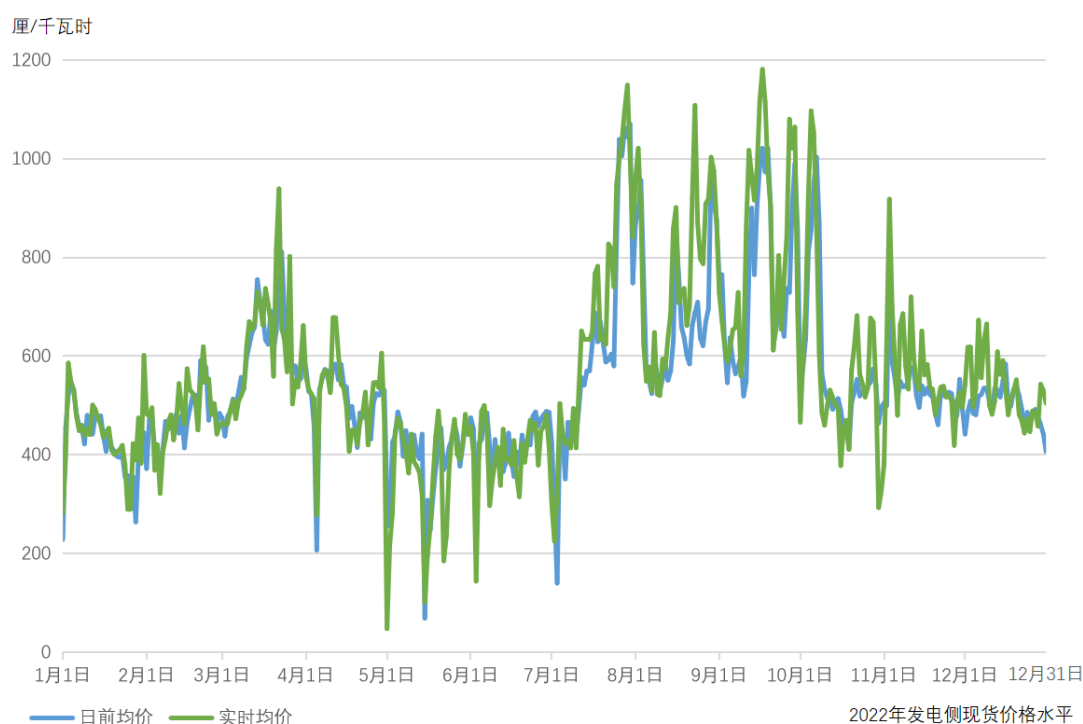


图 12. 2022 年发电侧现货价格水平（单位：厘/千瓦时）

（五）可再生绿电交易











2022 年，可再生绿电累计交易电量 15.4 亿千瓦时，成交均价 520 厘/千瓦时（含电能量均价 487 厘/千瓦时，环境溢价均价 33 厘/千瓦时），同比增长超 500%。其中，年度双边协商交易电量 4.9 亿千瓦时，电能量均价 479 厘/千瓦时，

环境溢价 39 厘/千瓦时；月度双边协商总成交量 10.5 亿千瓦时（含年内多月交易），电能量均价 491 厘/千瓦时，环境溢价 30 厘/千瓦时。

（六）需求响应交易情况

2022 年，累计开展 9 次市场化需求响应日前邀约交易，共 1132 家负荷聚合商（含自主参与用户）、5868 家零售用户参与，迎峰度夏最大削峰填谷负荷 277 万千瓦，用户累计最大响应申报量 609 万千瓦，有效响应调用收益 1.63 亿元，考核电费 0.03 亿元，净收益 1.60 亿元，其中自主参与用户净收益 0.23 亿元，负荷聚合商净收益 0.39 亿元，由负荷聚合商代理参与的用户净收益 0.98 亿元，分成比例为 28：72。

表 8. 2022 年需求响应结算费用总体情况

调用收益			亿元	考核电费			亿元
7月	1.21			7月	0.02		
8月	0.42			8月	0.01		
合计	1.63			合计	0.03		
负荷聚合商（含自主参与）净收益			亿元	零售用户净收益			亿元
7月	0.45			7月	0.74		
8月	0.17			8月	0.24		
合计	0.62			合计	0.98		
用户分摊均价			厘/千瓦时	注：用户分摊单价包含需求响应调用收益分摊单价、考核分享单价。			
7月	2.26						
8月	0.79						

（七）代理购电交易情况

2022 年，共组织完成市场化机组代购电年度挂牌交易与 12 次代购电月度挂牌交易，总成交电量 932.2 亿千瓦时。其中代购电年度交易成交电量 494.5 亿千瓦时；代购电月度交易成交电量共 437.7 亿千瓦时。

2022 年，共组织完成 7 次关停机组代购电双边协商转让交易与 12 次代购电双边协商转让交易，其中关停机组代购电双边协商转让交易累计成交电量 5.5 亿千瓦时，成交均价 306.5 厘/千瓦时，代购电双边协商转让交易累计成交电量 33.0 亿千瓦时，成交均价 497.3 厘/千瓦时。

（八）市场结算

1. 结算电量

2022 年，用电侧累计结算市场电量 2985.7 亿千瓦时，电量完成率 104.0%，其中电能量结算电量 2971.7 亿千瓦时，可再生绿电结算电量 13.8 亿千瓦时，跨省结算电量 0.2 亿千瓦时（图 13）。



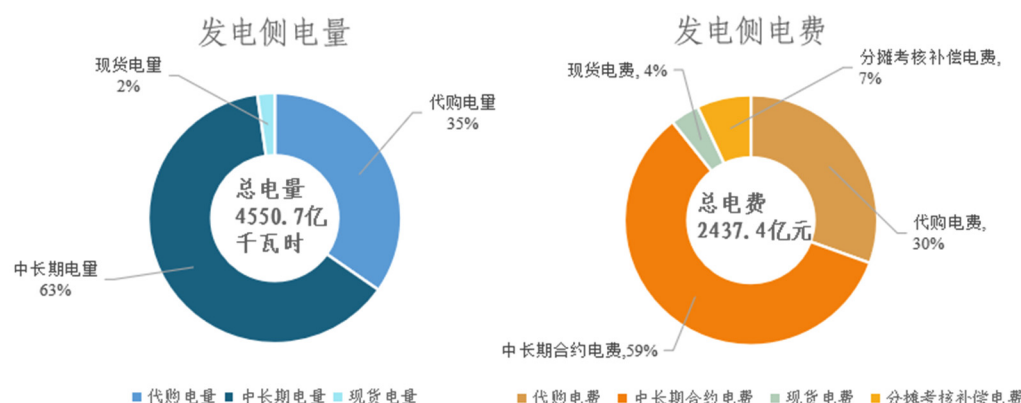
图 13. 2022 年 1-12 月市场交易电量及完成率（单位：亿千瓦时、%）

2. 电能量结算电费与电价

（1）发电侧结算情况

2022 年，发电侧市场机组总上网电量 4550.7 亿千瓦时，其中代购电量（含核电、现货新能源基数电量）占比 35%；中长期电量占比 63%，现货偏差电量占比 2%。（图 14）

发电侧总电费 2437.4 亿元，总电量均价 535.6 厘/千瓦时。其中代购电量电费占比 30%，均价 471.4 厘/千瓦时；中长期合约电费占比 59%，均价 499.4 厘/千瓦时；现货偏差电量电费占比 4%，均价 897.7 厘/千瓦时；分摊考核补偿电费占比 7%，全量均价 37.1 厘/千瓦时。



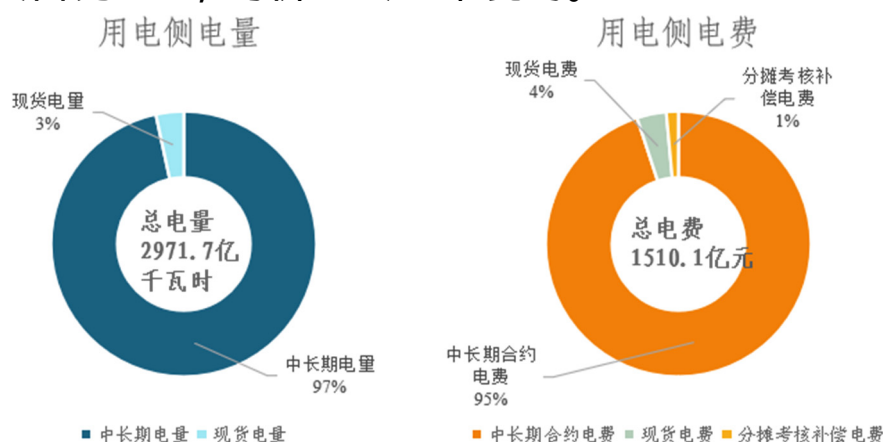
注：代购电量含核电、现货新能源基数电量；分摊考核补偿电费包含变动成本补偿、气机年度合约成本疏导电费、市场少发电量成本补偿电费、中长期合约阻塞电费、机组考核电费等。

图 14. 2022 年发电侧结算情况（单位：亿千瓦时、亿元）

（2）用电侧结算情况

2022 年，用电侧总用电量 2971.7 亿千瓦时（不含非现货可再生，跨省），其中中长期电量占比 97%，现货偏差电量占比 3%。（图 15）

用电侧总电费 1510.1 亿元，总结算均价 508.2 厘/千瓦时。其中中长期合约电费占比 95%，均价 499.4 厘/千瓦时；现货偏差电量电费占比 4%，均价 538.1 厘/千瓦时，分摊考核补偿电费占比 1%，均价 7.4 厘/千瓦时。



注：此处结算电量不含可再生结算电量；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、机组中长期偏差考核分摊电费、用电偏差考核电费等。

图 15. 2022 年用电侧结算情况（单位：亿千瓦时、亿元）

从各地市对比来看，韶关、汕头、东莞等地用户平均平段结算电价最高，茂名、阳江、河源等地用户平均平段结算电价最小，最高和最低之间相差 22 厘/千瓦时（图 16）。

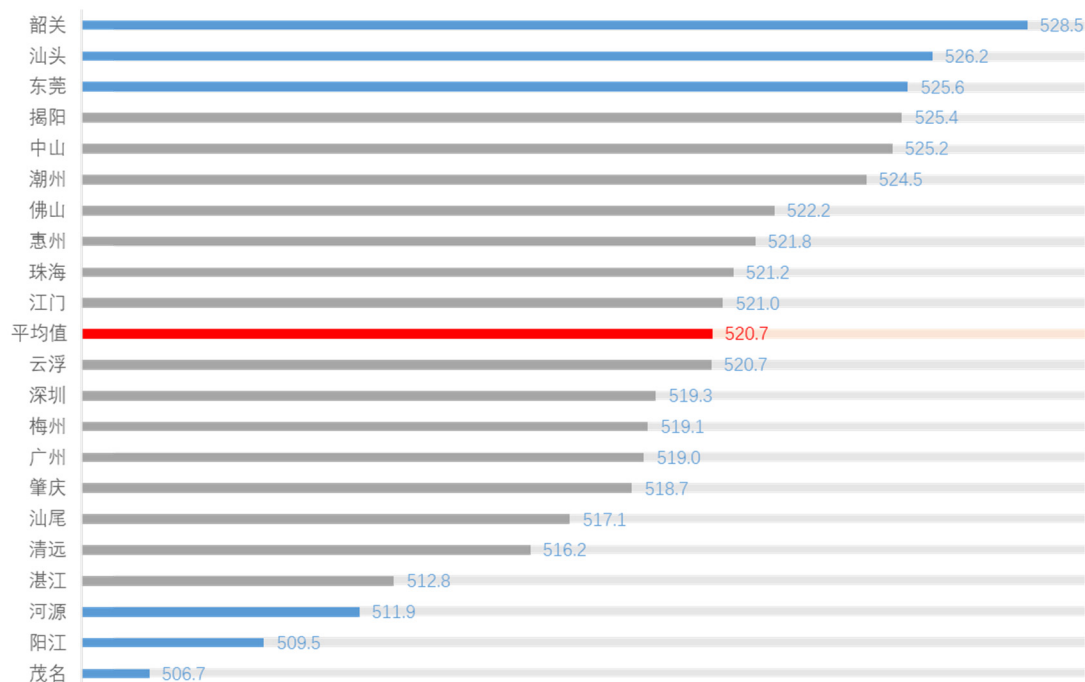


图 16. 各地市用户平均合同平段结算电价对比（不含分摊，单位：厘/千瓦时）

3. 可再生绿电结算情况

2022 年 1-3 月，可再生绿电结算电量 1.2 亿千瓦时，均价 505 厘/千瓦时。2022 年 4-12 月，可再生绿电合约价格拆分为电能量价格和环境溢价价格，绿电电能量结算电量 12.6 亿千瓦时，均价 489 厘/千瓦时；环境溢价结算电量 13.8 亿千瓦时，均价 32 厘/千瓦时。

2022 年，有 3 家新能源发电企业试点参与电力现货市场，总上网电量 6283 万千瓦时，其中，基数电量 5655 万千瓦时，占比 90%；现货电量 628 万千瓦时，占比 10%。总电费 2821 万元，均价 449.0 厘/千瓦时，其中，基数电量电费 2561 万

元，均价 453 厘/千瓦时；现货偏差电量电费 324 万元，均价 515.8 厘/千瓦时；变动成本补偿电费-7 万元；考核电费-57 万元。

（九）零售市场交易情况

2022 年，共有 151 家售电公司、37024 家市场用户参与零售交易，累计交易电量 2985.4 亿千瓦时（含可再生、跨省交易电量），占全市场交易电量的 99.99%。零售用户电能量电费结算均价 545.6 厘/千瓦时（其中含变动成本补偿、峰谷平衡等分摊电费合计度电分摊 21.8 厘/千瓦时），较基准价上涨 17.8%。各类售电公司零售交易情况如表 8 所示。

2022 年，共有 130 家售电公司累计收益盈利、21 家亏损，整体盈利面为 86.1%，平均度电获利 12.0 厘/千瓦时。

表 9. 2022 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	29	1712.4	57.40%	12567	33.30%	21.8	526.6	5.5
独立售电	116	1133.8	38.00%	22933	60.70%	21.8	571.3	23.3
电网背景	6	139.2	4.70%	2269	6.00%	21.8	570.1	0.3
合计	151	2985.4	100.00%	37769	100.00%	21.8	545.6	12

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；售电企业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、抽蓄等辅助服务分摊；（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；（5）有 743 家用户更换售电公司，零售户数统计略有重复。

（十）风险控制情况

1.履约风险管控情况

截至 2022 年底，173 家售电公司合计信用额度 24.91 亿元，其中履约担保覆盖的担保信用额度 23.79 亿元，无担保信用额度 1.12 亿元，合计履约风险 0.49 亿元。售电公司信用占用度和预警情况如表 10 所示。

表 10. 截至 2022 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	173	0	0	0

2.零售市场风险管控情况

通过书面函件、电子邮件、服务热线及政府转送等方式收到的实名投诉 122 宗，共涉及 26 家售电公司。

3.信用评价情况

共有 123 家售电公司参与信用评分评价，其中 AAA 级 18 家、AA 级 50 家、A 级 47 家、B 级 4 家、C 级 4 家。

（十一）2023 年市场安排及年度交易情况

1. 市场规模

2023 年，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，广东电力市场安排市场交易规模目标约 5500 亿千瓦时，比 2022 年持平，约占全省全社会用电量的 67%，视西电东送市场化进展情况可进一步扩大市场交易规模。其

中安排年度市场交易规模 3000 亿千瓦时，按照“绝对价格+曲线”的模式组织。

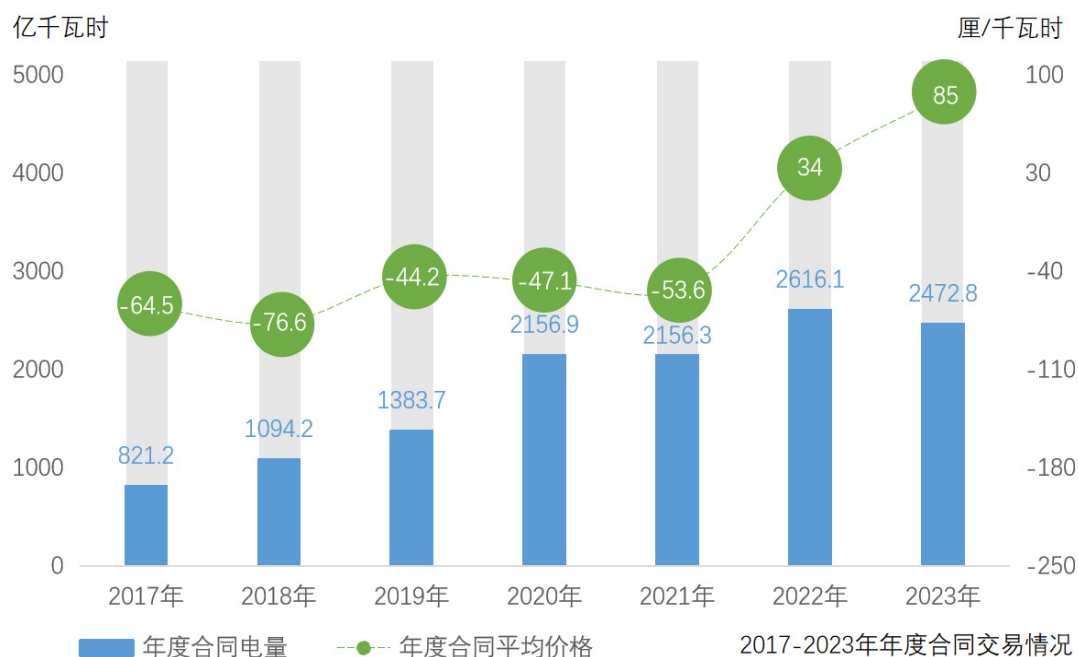
2. 年度交易情况

2022 年 12 月，组织完成 2023 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 2472.8 亿千瓦时，平均价格 548 厘/千瓦时（剔除核电后，成交均价 554 厘/千瓦时），发电侧成交 90 家，售电公司成交 138 家，大用户成交 0 家。其中：

（1）年度双边协商交易成交合约 689 份，总成交电量 2426.5 亿千瓦时，均价为 554 厘/千瓦时，发电侧成交 90 家，售电公司成交 131 家。

（2）年度挂牌交易成交笔数 116 笔，总成交电量 33.0 亿千瓦时，成交平均价格为 552 厘/千瓦时，发电侧成交 26 家，售电公司成交 44 家。

（3）年度集中竞争交易成交笔数 479 笔，总成交电量 13.3 亿千瓦时，成交平均价格为 554 厘/千瓦时，发电侧成交 33 家，售电公司成交 43 家。



注：2022、2023 年度交易按绝对价格模式开展，为便于比较，转换为价差展示。

图 17. 2017-2023 年年度合同交易情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

3. 可再生绿电交易情况

2023 年可再生绿电年度双边协商交易总成交电量 15.6 亿千瓦时，平均电能量价格 518 厘/千瓦时、环境溢价 33 厘/千瓦时，其中发电侧成交 9 家，用电侧成交 7 家。

4. 电网代理购电交易情况

2023 年代购市场年度挂牌交易总成交电量 824.3 亿千瓦时，共 80 家发电企业摘牌，总摘牌电量 742.6 亿千瓦时；剩余 81.7 亿千瓦时按照机组可摘牌电量空间进行分配。

5. 零售市场交易情况

2023 年度零售合同累计成交电量约 3083 亿千瓦时（按

用户近一年用电量估算)，共 155 家售电公司、35478 家市场用户参与，全部电量均通过零售交易平台实现电子化签订。其中，固定价格部分电量 2708 亿千瓦时，占比 87.8%，市场联动价格部分电量 375 亿千瓦时，占比 12.2%。

三、2022 年工作情况

2022 年，面对复杂严峻的外部环境和艰巨繁重的改革发展任务，在政府主管部门和能源监管机构的正确领导、电网公司的大力支持下，广东电力交易中心全面贯彻落实党的二十大精神，紧盯主要矛盾和突出问题奋力攻坚，电力市场建设与运营质量稳步提升，始终全面走在了全国前列。

（一）完善市场关键机制，确保现货连续运行不中断

以政府部门、电网公司及运营机构为核心，市场主体共同参与的市场重大事项议事协商、多方联动机制，统筹解决运用中遇到的重大问题，以规则快速调整机制为抓手，全年累计优化市场关键机制 50 余项，保障市场平稳运行。一是积极运用市场化手段疏导发电成本，在落实燃气机组年度电量补贴措施基础上，调整燃气机组变动成本补偿标准，再疏导 0.058 元/千瓦时，提出煤机超发电能力处理机制，保障机组能及时顶峰发电。二是协同各方妥善处理负基数引起的不平衡电费问题，推动各方形成广泛共识，全年疏导不平衡资金 8.3 亿元。三是优化中长期交易体系，提出中长期分时段交易机制，实现中长期市场与现货市场的有机融合，引导中长期市场形成公开透明有效的分时价格信号。四是进一步加强代理购电机制、优先购电计划与市场交易规则的协同，推动代购用户、优购用户于 2023 年先行开展偏差结算。

（二）打造全流程标准规范的电力市场业务框架和运营体系

一是构建规范化标准化的交易组织制度与流程，发布全国首个电力市场交易规程，配套标准化作业流程业务指导书、交易监控细则、交易值班规范和交易大厅管理细则，实现交易全过程标准化精细化管控。二是形成“1+3+N”结算制度标准体系，实现“日清月结”，以交易结算细则为核心，零售结算、退补结算、内控管理办法为补充，各类作业指导书为操作依据的结算制度体系，全面支撑批发和零售市场精细化结算。三是打造“日核日固”档案和电量管理机制，制定档案信息、电量数据的核验标准，按日开展信息数据的自动核对、实时监控及分批固化，确保档案和电量数据准确、完整，实现“零差错”。四是建立与调度、营销和计量等专业深度融合、有效联动的衔接机制，各专业共同形成了业务衔接有序、流程运转高效的市场运营体系，推动实现在主体注册、信息披露、申报、出清、计量、档案管理、结算和出单等市场交易全业务链条的高效运转。

（三）积极承接落实南方区域市场建设任务

在深入总结、充分运用南方（以广东起步）现货市场实践经验的情况下，主动承接区域市场建设攻坚任务，推动广东电力市场有效衔接、逐步融入南方区域市场。一是选派业务骨干参与区域市场建设工作专班，推动南方区域市场于2022年7月23日顺利启动试运行，实现全国统一电力市场体系率先在南方区域落地。二是参加多轮次市场规则集中编制研讨，发布首个区域市场“1+N”多层次规则体系，配合统一交易平台建设，为区域市场提供全方位支撑。三是积极参

与区域市场试运行各项工作，完成区域市场首次调电试运行，实现市场交易与生产运行有序接轨。四是落实南方区域年度交易统一安排，引导市场主体高比例签订 2023 年年度交易合同，联合做好市场满意度调查。五是深入探索研究广东电力市场和区域市场在规则制定、市场运营和风险管控等方面的衔接与协同，统筹好广东市场连续稳定运行与建设运营好区域市场之间的关系。

（四）推动新能源交易、需求响应等迈上新台阶，支撑双碳目标实现

一是优化绿电交易组织方式，推进绿证核发。按照“电能+环境溢价”的方式形成绿电交易价格，推动企业绿电消费认证的标准化、权威化落地，组织颁发广东省首批绿色电力证书，实现绿证、绿电“同步流转”、“证电合一”，有力促进绿色电力消费升级。二是编制发布《广东新能源试点参与电力现货市场交易方案》，并于 2022 年 12 月启动新能源试点参与现货市场结算试运行，促进可再生能源消纳，助力新型能源体系建设。三是丰富市场化需求响应交易品种，推动代购用户同等纳入响应资源，完善自主申报、交叉代理等交易机制，实现迎峰度夏最大削峰填谷负荷 277 万千瓦、用户累计最大响应申报量 609 万千瓦，保障供应紧张时段优先覆盖缺口。

（五）强化风险防范屏障，守牢市场运行安全底线

一是构建“评估-监测-预警-处置”全流程闭环风险防控体系，通过每日不间断评估市场风险、指标和舆情监测，实

现市场“逐日盯市”风险动态跟踪，有效防范和化解各类市场风险。二是按照《售电公司管理办法》要求开展售电公司持续满足准入条件核查工作，对 266 家三年未开展交易或工商注销售电公司进行强制退市，暂停 89 家售电公司相关交易资格，有效前置管控市场风险。三是针对零售市场异常及时发布补充规定，从合同价格、峰段比例、联动系数等方面对零售合同签订提出规范性要求，督促 45 家售电公司按要求调整 628 份合同。针对多家投诉较多、用户价格过高的售电公司，通过问询、约谈等方式督促 10 余家售电公司共协商调整超 200 份合同，有效维护市场稳定。四是发布全国首个《广东电力市场主体不良行为处理办法（试行）》，建立市场投诉通报机制，列举注册、交易、结算等环节的具体不良行为，明确核实、认定、复议及处置的具体流程，充分履行市场运营机构一线监督管理职责。

（六）高质量高标准构建零售市场交易体系

一是修订完善印发《广东电力市场保底售电实施方案》进一步明确保底售电公司权责义务，优化保底价格计算及分摊方式，保障市场主体利益不受损害。二是编制《广东电力市场零售交易管理办法》，组织多场零售市场建设专项调研座谈会并征求社会意见，推动政府发布了征求意见稿，为规范零售市场建设打下基础制度保障。三是上线运行广东电力市场零售平台，为用户提供价格透明、交易签约便捷的一站式服务，为售电公司提供低成本的客户拓展途径，为运营机构及监管部门提供市场交易监测与风险管控手段。四是持续

优化零售合同范本，新增绿电套餐选择，及时完善合同风险提示和防控条款，满足用户多元化需求，保障用户利益。

（七）强化服务意识，主动做好市场培训与服务

一是提升服务热线服务效率，开放交易系统客服查询功能，持续修编客服知识库，根据新政策及时制定应答口径，并对坐席人员培训，提高客服人员应答的专业能力。二是及时响应市场主体诉求，梳理 2022 年度市场服务调查收集的意见建议 359 项，合并形成答复 77 项，面向市场主体公开发布市场服务提升措施计划。三是加强政策知识宣传推广，2022 年微信公众号推文 601 篇，阅读量 147 万余次，居同行业前列。四是配合政府部门完成市场管理委员会换届选举，组建了新一届 13 名委员组成的管委会，增加组建发电、售电、用户等三个工作组作为各类别领域的议事机构，组建市场发展组、市场自律组、区域市场衔接等三个工作组作为专业工作的承接办理机构，组建专家委员会，深入推进电力市场化改革和交易机构独立规范运行。

（八）建设安全稳定可控的电力交易信息技术架构和平台支撑系统

一是构筑自主可控的“三网离、两独立”信息安全体系架构，实现市场交易数字化转型。开展前后端网改造，推动交易网、办公网、互联网三网分离，投入使用专用业务操作场所，完成在业务上的物理隔离；开展批发交易系统专网、零售交易系统移动化改造，在管理和技术上实现批发零售业务相互独立。二是建设“5G 电力交易专网”，提供完备鉴别服

务、访问控制服务、数据保密服务、可审查性服务和高可靠性通信设施，推动批发交易平台从公网信息系统转变为专网系统，提升交易系统整体安全性。三是建立电力市场“双活”灾备交易系统。建设在物理上完全独立拆分的应用级灾备系统，通过大量实操演习验证，实现独立实时运转，为市场连续稳定运行提供重要技术支撑。

四、2023 年工作安排

2023 年，广东电力交易中心在巩固现有市场建设成果的基础上，全面贯彻落实党的二十大精神，守正创新、开拓向前，积极应对形势任务发展带来的新变化新挑战，推动广东电力市场全方位“领跑”全国。

（一）持续优化市场规则机制，保障市场平稳运行

加强代理购电机制、优先购电计划与市场交易规则的协同，在代购用户、优购用户开展现货偏差结算的基础上，逐步推动优先发电纳入电力市场体系，参与现货偏差结算，优化市场竞价空间。优化中长期分时段集中竞争交易机制，研究精简月度中长期交易品种；继续完善现货关键机制，保障南方（以广东起步）电力现货市场平稳运行。

（二）积极承接南方区域电力市场建设任务

承接落实南方区域电力市场建设各项任务，完善市场交易体系和机制，配合做好调电、结算试运行等工作，推动实现中长期“两级市场、有序衔接”、现货“联合出清、两级协同运作”的建设目标，助力资源在更大范围内优化配置。

（三）健全可再生能源交易体系，促进电源结构低碳化转型

完善绿电交易机制，研究增加绿电场内交易方式，提高交易灵活性和流动性；结合新能源试点参与现货市场交易情况，推动可再生能源既可以参与现货市场又可参与绿电交

易，实现两者的良好衔接。

（四）推动储能等灵活调节资源参与市场落实落地

发布储能的市场化交易方案，开展储能项目的市场准入注册工作，放开储能参与中长期和现货电能量交易，通过优化系统峰谷有效保障迎峰度夏期间电力可靠供应，确保系统安全稳定运行。

（五）加强零售市场宣传和监管

利用各种渠道，整合多方资源，加大对工商业用户的宣传培训力度，包括政策规定、市场规则、价格机制和市场风险等方面，消除信息壁垒，提高用户认知。充分发挥市场管委会及各专业组作用，强化市场监管和秩序管理，进一步深化的监管体系建设，着力规范和维护市场秩序。

（六）持续升级完善交易系统。

积极推动交易系统架构和数据结构升级，提升海量用户参与市场化交易的系统支撑性能；进一步完善交易系统业务功能，强化平台运维保障，满足市场规则和机制的调整变化；配合做好统一电力交易平台建设，支撑区域市场建设发展。

附录 1：2022 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	市场建设	国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见	发改体改〔2022〕118 号	从国家层面提出了健全多层次统一电力市场体系，统一交易规则和技术标准的新要求，要求加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系。
2	市场建设	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知	发改体改办〔2022〕129 号	明确加快推进电力现货市场建设的总体要求、加快推动用户侧全面参与现货交易、加快推动各类具备条件的电源参与现货市场、统筹中长期与现货、统筹辅助服务交易与现货交易、做好省间与省内现货市场的有效衔接、有序推动新能源参与交易、加强履约监管等工作。
3	能源工作	国务院办公厅转发国家发展改革委 国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知	国办函〔2022〕39 号	提出促进新能源高质量发展的实施方式，包括全面提升电力系统调节能力和灵活性、稳妥推进新能源参与电力市场交易、完善可再生能源电力消纳责任权重制度等。
4	能源工作	国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见	发改能源〔2022〕206 号	作为双碳“1+N”政策体系中针对能源领域发布的综合性政策，重点强调了几项政策和市场设计，包括完善能耗“双控”制度、可再生能源电力消纳保障机制、加快建设全国碳排放权交易市场、用能权交易市场、绿色电力交易市场等。
5	能源工作	广东省能源发展“十四五”规划	粤府办〔2022〕8 号	从能源保障、结构优化、利用效率、改革、创新、产业发展等六个方面设定广东十四五能源发展的主要目标，全力推进能源高质量发展。

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
6	能源工作	关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知	发改办运行〔2022〕475号	进一步明确新型储能市场定位,建立完善相关市场机制、价格机制和运行机制。
7	交易规则	关于南方(以广东起步)电力现货市场2022年结算试运行市场监管有关事项的通知	南方监能市场〔2022〕1号	明确现货市场2022年试运行期间适用的规则和配套实施细则,明确有关监管事项。
8	交易规则	关于印发《广东省可再生能源交易规则(试行)》的通知	广东交易〔2022〕61号	修订原广东省可再生能源交易规则,优化完善绿电交易主体范围、绿电申报价格机制、结算机制等。
9	交易规则	关于印发《广东省市场化需求响应交易实施方案(试行)》的通知	粤能电力〔2022〕25号	明确广东省市场化需求响应的总体要求、市场建设内容和职责分工。
10	交易规则	关于印发《广东省市场化需求响应实施细则(试行)》的通知	广东交易〔2022〕54号	明确日前邀约需求响应、可中断负荷交易、竞争性配置交易的注册、交易、结算规则和流程。
11	市场安排	广东省能源局 国家能源局南方监管局关于2022年电力市场交易有关事项的通知	粤能电力〔2021〕110号	明确2022年广东电力市场交易规模、准入标准、市场模式和交易安排。
12	市场安排	广东省能源局关于做好2022年电力市场年度交易工作的通知	粤能电力函〔2021〕582号	明确2022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。
13	市场管理	广东省能源局 国家能源局南方监管局关于印发《广东电力市场管理委员会规范运行实施方案》的通知	粤能电力〔2022〕59号	提出广东电力市场管理委员会规范运行实施有关要求,明确职能定位、组织架构、委员产生、议事机制等关键内容。
14	市场管理	关于修订《广东电力市场保底售电实施方案》的通知	广东交易〔2022〕109号	主要修订包括批发市场交易范围调整、明确保底用户结算电价、新增保底售电公司异常行为处理及合同削减等内容。

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
15	市场管理	关于印发实施《广东电力市场履约风险管理实施细则（试行）（修订版）》的通知	广东交易〔2022〕126号	指导、规范、明确电力市场履约风险管理工作,实现对电力市场信用与风险的量化评估、预警和控制,保障广东电力市场安全有序运转。
16	交易规则	关于印发《跨省跨区送电参与南方（以广东起步）电力现货市场偏差处理办法（试行）》的通知	南方监能市场〔2022〕127号	提出跨省跨区送电参与南方（以广东起步）电力现货市场偏差处理机制,包括省间交易计划执行和偏差结算以及省间中长期交易参与现货市场的衔接等。
17	市场管理	关于印发实施《广东电力市场主体不良行为处理办法（试行）》的通知	广东交易〔2022〕266号	规范市场主体的市场行为,保障市场主体的合法权益,加强市场自律管理,维护市场良好秩序。
18	市场管理	关于印发实施《用户侧月度需求申报偏差考核豁免操作规范》的通知	广东交易〔2022〕273号	指导、规范、明确用户侧月度需求申报偏差考核豁免范围、申请流程、计算标准、处理时间及要求。
19	交易规则	国家能源局综合司关于公开征求《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》意见的通知	/	发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》，旨在国家层面规范电力现货市场的运营和管理,依法维护电力市场主体的合法权益,推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设。
20	交易规则	关于印发《广东新能源试点参与电力现货市场交易方案》和《广东电力中长期分时段交易实施方案》的通知	广东交易〔2022〕284号	明确中长期分时段交易方式、新能源发电企业参与现货方式。
21	市场安排	广东省能源局 国家能源局南方监管局关于2023年电力市场交易有关事项的通知	粤能电力〔2022〕90号	明确2023年广东电力市场交易规模、准入标准、市场模式和交易安排。
22	市场安排	广东省能源局关于做好2023年电力市场年度交易工作的通知	粤能电力函〔2022〕810号	明确2023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。

附录 2：2022 年广东电力市场大事记

- 2022 年 1 月起，南方（以广东起步）电力现货市场首次启动全年不间断试运行，实现市场由价差向绝对价格模式的全面转变。
- 2022 年 3-4 月《广东省市场化需求响应交易实施方案（试行）》《广东省市场化需求响应交易细则》印发，完善市场化需求响应交易机制，新增可中断负荷交易等品种。
- 2022 年 6 月 24 日，南方五省区同时举办南方区域首批绿证颁发仪式，广东省首批绿色电力证书颁发，实现企业绿色电力消费认证的标准化、权威化落地，对于完善绿色消费长效机制具有里程碑的意义。
- 2022 年 1 月，国家发改委、国家能源局正式批复同意南方电网公司报送的《中国南方区域电力市场工作方案》；6 月，南方能源监管局印发《中国南方区域电力市场运营规则（模拟试运行版）》，同时，南方区域市场区域层面“1+4”规则体系发布。7 月 23 日，南方区域电力市场正式启动试运行，12 月 13 日至 14 日南方区域电力现货市场圆满完成首次调电试运行，标志着区域市场建设向前迈出坚实一步。
- 2022 年 6 月 30 日，按照政府主管部门要求，交易中心编制完成《广东电力零售市场体系建设建议报告》，有序推进零售市场建设。
- 2022 年 9 月 1 日，按照政府主管部门要求，对 266 家处

于工商注销状态或连续三年未开展售电业务的售电公司实施强制退出广东电力市场。

- 2022 年 11 月 14 日，零售平台正式上线单轨运行，用户注册、2023 年年度零售侧交易等主要功能切换至零售平台，实现“一个入口、双平台运行”。
- 2022 年 11 月 16 日，全国首发《广东电力市场主体不良行为处理办法（试行）》，获政府授权开展市场主体自律管理，有效规范市场主体市场行为，与行政监管形成协同互补的监督管理格局。
- 2022 年 11 月 18 日，顺利完成广东电力市场管理委员会换届选举，成立新一届广东电力市场管理委员会，并进一步规范完善了市场管委会的组织架构和运作机制，组建了发电、售电、用户等三个工作组作为各类别领域的议事机构，组建了市场发展组、市场自律组、区域市场衔接等三个工作组作为专业工作的承接办理机构，组建了专家委员会。
- 2022 年 11 月 30 日，印发《广东新能源试点参与电力现货市场交易方案》《广东电力中长期分时段交易实施方案》，优化中长期交易机制，丰富广东电力市场体系，3 家新能源发电企业于 12 月试点参与电力现货市场。
- 2022 年 12 月 5 日-12 月 20 日，组织开展 2023 年年度交易及可再生年度交易，年度交易成交电量 2472.8 亿千瓦时，可再生年度交易成交电量 15.6 亿千瓦时。