

广东电力市场 2019 年半年报告



广东电力交易中心
2019 年 08 月

前 言

2019 年上半年，广东电力市场交易规模稳步扩大，半年累计交易电量 1661.1 亿千瓦时，同比增长 25.6%，市场主体达 10918 家，节约用户用电成本 70.0 亿元，累计节省煤耗 91.5 万吨，减少二氧化碳排放 243.5 万吨，降低社会发电成本约 7.3 亿元。

5 月 15-16 日、6 月 20-23 日，南方（以广东起步）电力现货市场在全国范围内率先进入结算试运行，市场主体首次用节点电价结算，这是现货市场建设的重要里程碑。现货结算试运行充分验证了市场规则的正确性、技术系统的可靠性以及业务流程的合理性，取得了显著成效。国家发改委、国家能源局对结算试运行工作充分肯定，表示南方（以广东起步）电力现货市场试结算在全国第一批现货试点建设中处于领先地位，为我国现货市场建设提供了宝贵经验。

《广东电力市场 2019 年半年报告》以广东电力市场运行数据为主线，主要分析宏观经济形势、电力体制改革政策、广东电力市场运行情况和建设情况、广东电力市场形势和 2019 年下半年主要工作安排等内容。

本报告数据主要来源于国家能源局、广东省人民政府、中国电力企业联合会、广东电网、广东电力交易中心等。

本报告由广东电力交易中心联合广东电网市场营销部、广东电网调控中心编制。报告及相关数据仅供广东电力市场分析参考之用。

目 录

一、上半年广东电力市场运行环境.....	1
（一）宏观经济形势.....	1
（二）电力供需情况.....	1
1、发电装机容量及发电量.....	1
2、全社会用电量.....	3
（三）电网运营情况.....	4
1、输电网规模.....	4
2、外部联网情况.....	4
（四）电力体制改革政策.....	5
1、2019 年市场总体安排.....	5
2、重要政策文件.....	5
二、上半年广东电力市场运行情况.....	7
（一）市场总体状况.....	7
（二）市场准入标准.....	7
（三）市场主体情况.....	8
（四）中长期市场交易情况.....	13
1、年度双边协商交易.....	14
2、年度合同电量集中交易.....	14
3、月度集中竞争交易.....	15
4、发电合同电量转让交易.....	15
（五）中长期市场结算情况.....	16
1、结算电量.....	16
2、结算电费与电价.....	18
3、结算偏差.....	19
（六）零售市场情况.....	20
（七）现货按日结算试运行.....	22
1、市场边界条件.....	22

2、市场申报情况.....	22
3、市场出清情况.....	23
4、市场结算情况.....	24
5、不平衡资金.....	27
三、上半年广东电力市场建设情况.....	29
（一）积极推进现货市场建设.....	29
1、创新实施现货市场结算试运行.....	29
2、优化完善“中长期+现货”规则体系.....	29
3、定期开展现货市场模拟运行集中申报.....	29
4、积极开展市场宣贯培训及能力考试.....	30
（二）优化完善交易组织方式.....	30
（三）创新健全市场结算体系.....	30
（四）持续提升市场服务能力.....	31
1、提升咨询服务水平.....	31
2、提升市场服务自动化和智能化水平.....	31
3、加强市场风险管控.....	31
（五）建设优化交易系统平台.....	32
1、推进现货及配套中长期交易系统建设.....	32
2、强化信息安全建设.....	32
四、下半年工作安排.....	33
（一）电力市场形势分析.....	33
（二）2019年下半年主要工作安排.....	34
1、继续积极稳妥推进“中长期+现货”市场建设.....	34
2、有序开展交易组织，促进市场平稳运行.....	34
3、持续优化结算体系，提高精细结算水平.....	35
4、以市场需求为导向，提升市场服务能力.....	35
5、牢守网络安全底线，确保系统安全可靠运行.....	35

一、上半年广东电力市场环境

（一）宏观经济形势

2019 年 1-6 月，广东省实现地区生产总值 5.1 万亿元，按可比价格计算，同比增长 6.5%，位于年度目标区间上限，增幅较全国平均水平高 0.2 个百分点（表 1），经济运行延续总体平稳、稳中有进的发展态势。

表 1. 2019 年 1-6 月广东及全国宏观经济形势

经济指标	广东		全国	
	2019 年 1-6 月	同比增速	2019 年 1-6 月	同比增速
国内（地区）生产总值	5.1 万亿元	6.5%	45.1 万亿元	6.3%
固定资产投资	-	10.5%	29.9 万亿元	5.8%
社会消费品零售总额	2.1 万亿元	7.7%	19.5 万亿元	8.4%
进出口总额	3.3 万亿元	1.3%	14.7 万亿元	3.9%
其中：出口总额	2.0 万亿元	3.9%	8.0 万亿元	6.1%
进口总额	1.3 万亿元	-2.5%	6.7 万亿元	1.4%
居民消费价格指数	-	2.5%	-	2.2%
规模以上工业增加值	-	4.8%	-	6.0%

数据来源：国家统计局、广东省统计局

（二）电力供需情况

1、发电装机容量及发电量

截至 2019 年 6 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 18.4 亿千瓦，同比增长 5.7%（表 2），增速比上年同期回落 0.5 个百分点；全国规模以上电厂发电量 33673 亿千瓦时，同比增长 3.3%，增速比上年同期回落 5.0 个百分点；全国发

电设备平均利用小时 1834 小时，比上年同期降低 24 小时。

表 2. 截至 2019 年 6 月底全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量

装机类型	装机容量 (亿千瓦)	装机容量占比 (%)
总装机	18.4	100.0
其中：火电	11.6	63.0
水电	3.1	16.8
核电	0.46	2.5
并网风电	1.9	10.3
并网太阳能发电	1.4	7.6

数据来源：国家能源局

截至 2019 年 6 月底，广东电网统调装机容量 1.2 亿千瓦，同比增长 10.3%（表 3），其中中调装机容量 1.0 亿千瓦，地调装机容量 0.2 亿千瓦；全省发受电量合计 2957 亿千瓦时，同比增长 3.2%（表 4）。

表 3. 截至 2019 年 6 月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	12084	10.3%	100.0%
其中：煤电	5932	-0.3%	49.1%
气电	2209	33.9%	18.3%
水电	926	1.9%	7.7%
核电	1330	27.1%	11.0%
并网风电	375	6.0%	3.1%
并网太阳能发电	368	17.5%	3.0%
其他	945	28.5%	7.8%

数据来源：广东电网公司

表 4. 2019 年 1-6 月广东省电力供应情况

电源类型	发受电量（亿千瓦时）	发受电量占比（%）	同比增长（%）
全省发受电量合计	2957	100.0%	3.2%
其中：外受电量	893	30.2%	20.9%
省内煤电	1087	36.8%	-21.5%
省内气电	251	8.5%	5.4%
省内水电	178	6.0%	97.7%
省内核电	424	14.3%	28.6%
省内风电	36	1.2%	20.1%
省内太阳能	12	0.4%	39.4%
省内生物质及其他	75	2.5%	67.4%

数据来源：广东电网公司

2、全社会用电量

2019 年 1-6 月，全国全社会用电量 33980 亿千瓦时，同比增长 5.0%（表 5），增速较去年（9.4%）回落 4.4 个百分点。2019 年 1-6 月，广东省全社会用电量 3027.5 亿千瓦时，同比增长 3.3%（表 6），广东最高统调负荷 1.13 亿千瓦，比去年最高负荷增长 3.7%。

表 5. 2019 年 1-6 月我国电力消费情况

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（%）	对全社会用电量增 长的贡献率（%）
全社会用电量	33980	5.0%	100.0	100.0
第一产业用电	345	5.0%	1.0	0.9
第二产业用电	23091	3.1%	68.0	42.6
第三产业用电	5552	9.4%	16.3	29.5
城乡居民用电	4993	9.6%	14.7	27.0

数据来源：国家能源局

表 6. 2019 年 1-6 月广东省电力消费情况

用电类别	用电量 (亿千瓦时)	同比增速 (%)	占全社会用电量比重 (%)
全社会用电量	3027.5	3.3	100.0
第一产业用电	52.5	1.3	1.7
第二产业用电	1897.7	0.7	62.7
其中：制造业	1528.8	1.3	50.5
第三产业用电	609.6	10.4	20.1
城乡居民用电	467.7	5.7	15.5

数据来源：广东电网公司

（三）电网运营情况

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 2019 年 6 月底，共有 220 千伏及以上输电线路 40393 千米（含电缆）、变电站 524 座、主变容量 34790 万千伏安（含广州、深圳电网）。

2、外部联网情况

截至 2019 年 6 月底，广东电网通过“八交九直”高压输电线路与中西部电网联网。其中，通过 5 回直流与云南电网联网，通过 8 回交流、3 回直流与贵州、广西电网联网，北部通过 1 回直流与国家电网联网。

截至 2019 年 6 月底，广东电网通过 1 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 6 回 220 千伏线路与澳门电网相联。

（四）电力体制改革政策

1、2019 年市场总体安排

根据《广东省经济和信息化委关于 2019 年电力市场交易规模安排和市场主体准入的通知》（粤经信电力函〔2018〕242 号）、《广东省经济和信息化委关于 2019 年广东电力市场年度交易安排的通知》（粤经信电力函〔2018〕255 号），2019 年广东电力市场安排市场交易规模约为 2000 亿千瓦时，同比增长 27.2%，约占广东全社会用电量的 30%，约占省内发电量的 46%。其中安排年度双边协商交易规模为 1200 亿千瓦时，年度集中交易规模为 200 亿千瓦时，月度集中竞争交易规模约 600 亿千瓦时。

2、重要政策文件

2019 年 1-6 月，广东省按照中发“9 号文”及其配套文件、广东省售电侧改革试点实施方案及相关配套改革方案的统一部署，继续深入推进电力市场化改革，编制出台系列政策文件。2019 年广东电力市场相关政策文件如表 7 所示。

表 7. 2019 年广东电力市场相关政策文件

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
1	市场建设	国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知	发改运行（2019）1105 号	要求全面放开经营性电力用户发用电计划，提高电力交易市场化程度。
2	市场建设	国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知	发改能源（2019）19 号	鼓励通过绿证交易获得补偿，促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展。
3	市场建设	国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知	发改能源（2019）807 号	对各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重，售电企业和电力用户协同承担消纳责任。

表 7. 2019 年广东电力市场相关政策文件（续）

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
4	市场建设	广东省人民政府关于印发广东省降低制造业企业成本支持实体经济发展若干政策措施（修订版）的通知	粤府〔2018〕79 号	要求扩大售电侧改革试点，支持高新技术、互联网、大数据、高端制造业参与电力市场交易。
5	市场建设	广东省发展改革委关于降低我省一般工商业电价有关事项的通知	粤发改价格〔2019〕191 号	全省（除深圳）一般工商业电度电价每千瓦时降 5.39 分（含税），深圳“普通工商业及其他用电”电价每千瓦时降低 7.18 分（含税）。
6	市场建设	广东省发展改革委关于降低我省输配电价的通知	粤发改价格函〔2019〕2729 号	2019 年 7 月 1 日起，广东省电网各价区一般工商业输配电价降 4.01 分/千瓦时（含税）。
7	交易规则	国家能源局南方监管局广东省能源局关于调整用户侧允许偏差范围的通知	南方监能市场〔2019〕23 号	将参与批发市场的电力大用户和售电公司允许偏差范围由±2%调整为±4%。
8	交易规则	关于调整燃气电厂发电侧偏差电量结算价格形成规则中部分系数的通知	南方监能市场〔2019〕191 号	结合天然气价格变化和国家增值税税率调整，对燃气电厂发电侧偏差电量结算价格形成规则的部分系数进行调整。
9	交易组织	广东省经济和信息化委关于 2019 年电力市场交易规模安排和市场主体准入的通知	粤经信电力函〔2018〕242 号	明确 2019 年市场交易规模和市场准入条件。
10	交易组织	广东省经济和信息化委关于 2019 年广东电力市场年度交易安排的通知	粤经信电力函〔2018〕255 号	明确 2019 年年度双边协商和集中交易安排、月度交易安排、现货市场切换运行安排。
11	市场管理	广东电力交易中心关于开展 2019 年电力交易服务收费工作的通知	广东交易〔2018〕254 号	明确 2019 年交易服务收费标准和要求。
12	交易组织	广东电力交易中心关于开展南方（以广东起步）电力现货市场按日试结算的通知	广东交易〔2019〕65 号	明确 5 月 15-16 日首次开展现货试结算及相关安排。

二、上半年广东电力市场运行情况

广东电力市场通过市场化交易，实现资源优化配置。2019 年 1-6 月累计降低用户用电成本 70.0 亿元，累计节省耗煤 91.5 万吨，减少二氧化碳排放 243.5 万吨，减少二氧化硫排放 1.8 万吨，降低社会发电成本约 7.3 亿元。

（一）市场总体状况

2019 年上半年，广东电力市场继续健康发展，市场竞争相对充分。根据月度集中竞争市场集中度指标，发电侧市场集中度指数（HHI 指数）处于 1255-1775 之间，高于竞争型市场的上限值 1000、低于高寡占型下限值 1800，属于“低集中寡占型”市场结构；需求侧 HHI 指数处于 498-697 之间，属于“竞争型”市场结构，竞争较为充分（图 1）。

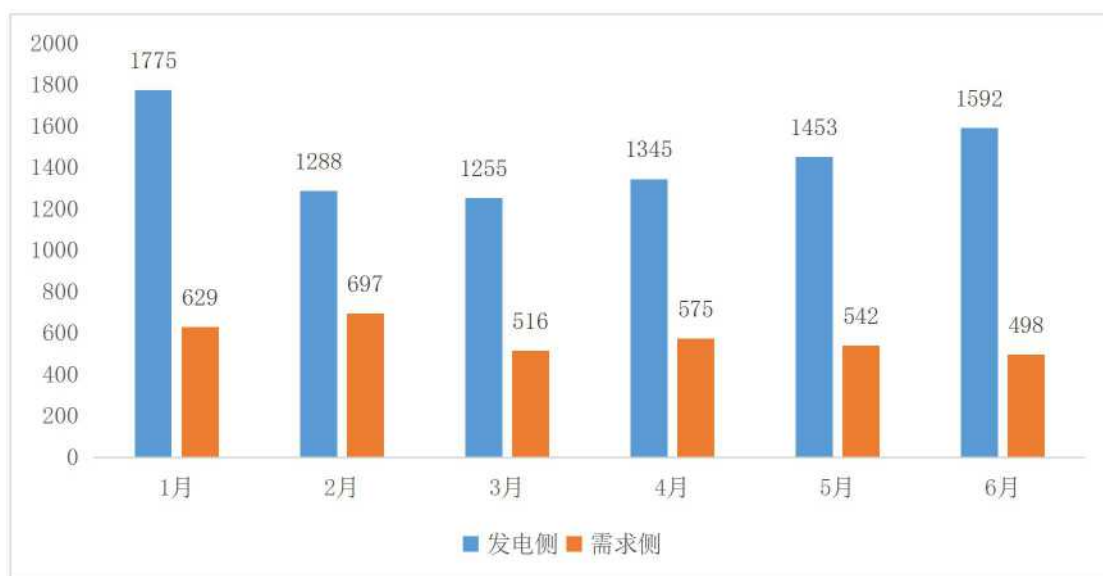


图 1. 2019 年 1-6 月广东月度集中竞争市场集中度（HHI）指数

（二）市场准入标准

2019 年用户准入门槛调整为：珠三角 9 市的工、商业用

户年度用电量 1300 万千瓦时，粤东西北 12 市的工、商业用户年度用电量 500 万千瓦时，广东省高新技术企业年度用电量 400 万千瓦时，钢铁、建材（水泥、石灰、石膏制造及其制品制造，玻璃制造及技术玻璃制品制造，建筑陶瓷制品制造）行业企业年度用电量 500 万千瓦时，物业管理企业准入门槛仍执行 2018 年标准。

发电侧准入条件调整为：省级及以上调度机构管辖的燃煤电厂（不含宝钢湛江自备电厂、珠海 A 电厂）、燃气电厂（不含广州大学城天然气分布式能源站）参与市场交易。

（三）市场主体情况

截至 2019 年 6 月底，共有 10918 家市场主体获得市场准入资格，比 2018 年底增长 13.2%，其中已完成注册登记 10519 家，注册率 96.4%。获得准入的市场主体中，售电公司 417 家，比 2018 年底增长 1.2%；发电企业 87 家，总装机容量 8937.5 万千瓦，占省内装机容量的 74.0%；大用户 776 家，比 2018 年底增长 0.4%；一般用户 9638 家，比 2018 年底增长 15.1%（图 2）。

截至 2019 年 6 月底，获准进入市场的主体中，参与市场交易的 9796 家，占总数的 89.7%。其中，售电公司有 128 家参与市场交易，占准入售电公司总数的 30.7%；发电企业、电力用户（含直接参与交易和售电公司代理交易）参与交易的比例都在 90%以上（表 8）。



图 2. 2016 年-2019 年 6 月广东电力市场主体准入情况（单位：家）

表 8. 截至 2019 年 6 月底各类市场主体参与市场交易情况

市场主体	准入数量（家）	参与交易数量（家）	参与交易的比例
售电公司	417	128	30.7%
其中：国有	62	33	53.2%
集体	2	2	100.0%
民营	282	83	29.4%
三资	18	10	55.6%
未注册	53	-	-
发电企业	87	84	96.6%
电力用户	10414	9584	92.0%
其中：大用户	776	688	88.7%
一般用户	9638	8896	92.3%
合计	10918	9796	89.7%

从准入市场电力用户的地区分布来看，广州、东莞和佛山分列前三位（图 3、表 9），其中广州大用户数量占比明显较其他地市高。

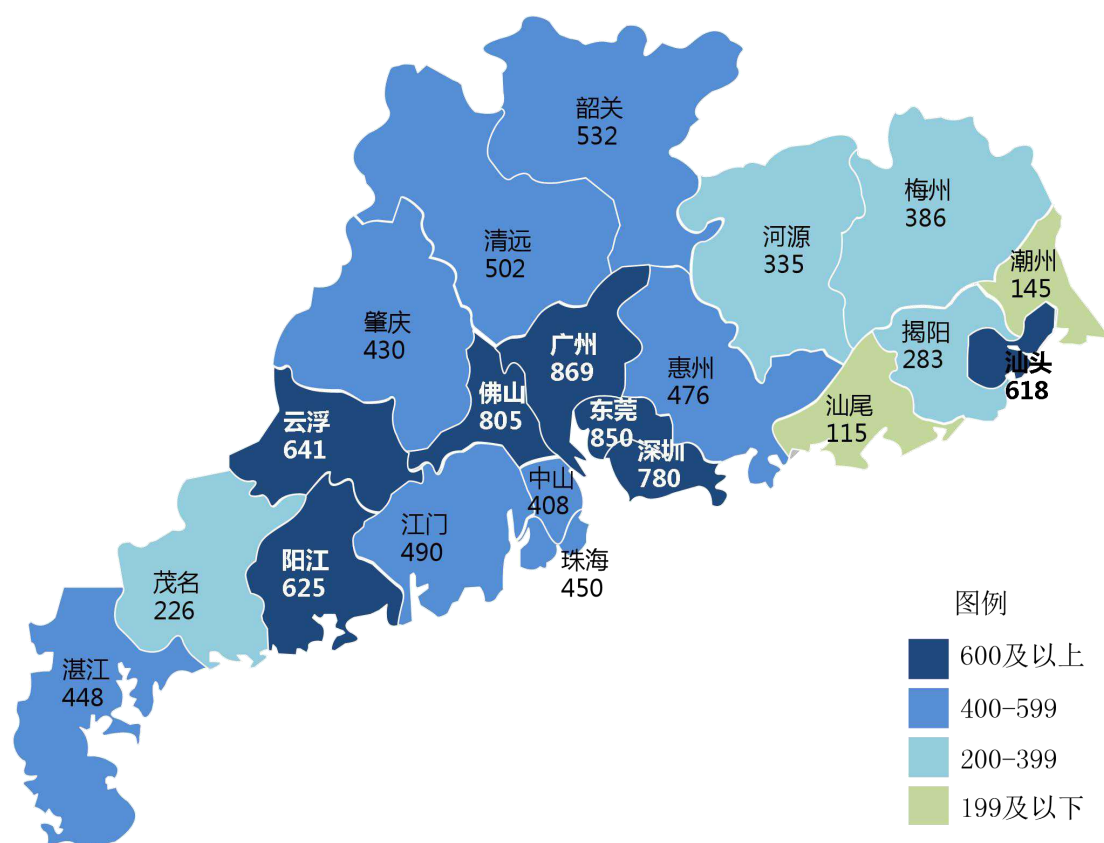


图 3. 截至 2019 年 6 月底广东电力市场用户地市分布情况 (单位: 家)

表 9. 截至 2019 年 6 月底广东电力市场用户各地分布与增长情况

序号	地市	一般用户 (家)	大用户 (家)	总用户数 (家)	用户数占比 (%)	比 2018 年底 增长 (%)
1	广州	602	267	869	8.3	19.0
2	东莞	807	43	850	8.2	24.3
3	佛山	750	55	805	7.7	17.2
4	深圳	705	75	780	7.5	25.4
5	云浮	629	12	641	6.2	7.6
6	阳江	607	18	625	6.0	2.1
7	汕头	611	7	618	5.9	18.8
8	韶关	496	36	532	5.1	11.5
9	清远	469	33	502	4.8	5.9

表 9. 截至 2019 年 6 月底广东电力市场用户各地分布与增长情况（续）

序号	地市	一般用户 (家)	大用户 (家)	总用户数 (家)	用户数占比 (%)	比 2018 年底 增长 (%)
10	江门	462	28	490	4.7	13.4
11	惠州	445	31	476	4.6	29.0
12	珠海	428	22	450	4.3	6.4
13	湛江	434	14	448	4.3	6.4
14	肇庆	398	32	430	4.1	9.1
15	中山	394	14	408	3.9	39.2
16	梅州	364	22	386	3.7	3.8
17	河源	307	28	335	3.2	6.0
18	揭阳	266	17	283	2.7	3.3
19	茂名	218	8	226	2.2	6.1
20	潮州	140	5	145	1.4	10.7
21	汕尾	106	9	115	1.1	6.5
合计		9638	776	10414	100.0	13.8

从准入市场售电公司的地区分布来看，以广州、深圳两地数量居多，共占全省总数的 62.1%（图 4、表 10），其交易电量及收益总额的市场份额均超过 7 成。

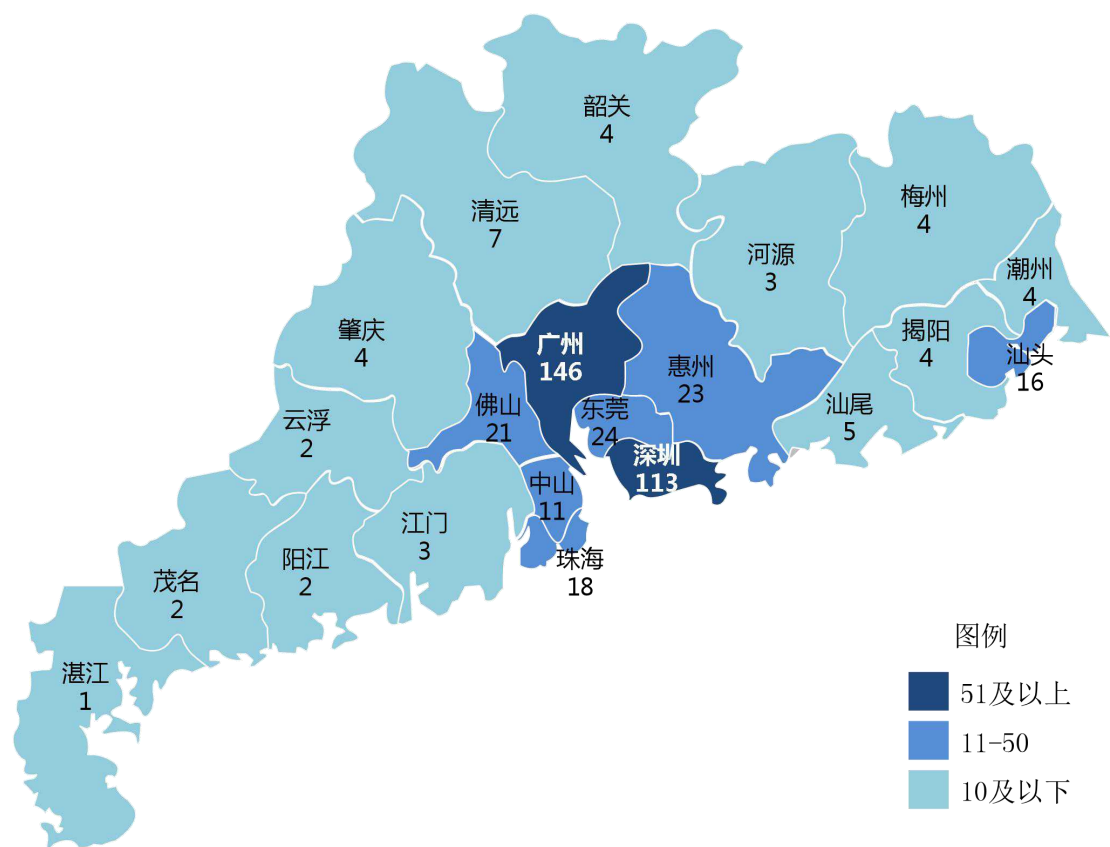


图 4. 截至 2019 年 6 月底广东电力市场售电公司地市分布情况（单位：家）

表 10. 截至 2019 年 6 月底广东电力市场售电公司各地分布与增长情况

序号	地市	售电公司数量（家）	数量占比（%）	同比增长（%）
1	广州	146	35.01%	0.7
2	深圳	113	27.10%	1.8
3	东莞	24	5.76%	0.0
4	惠州	23	5.52%	4.5
5	佛山	21	5.04%	0.0
6	珠海	18	4.32%	0.0
7	汕头	16	3.84%	0.0
8	中山	11	2.64%	0.0

表 10. 截至 2019 年 6 月底广东电力市场售电公司各地分布与增长情况（续）

序号	地市	售电公司数量（家）	数量占比（%）	同比增长（%）
9	清远	7	1.68%	16.7
10	汕尾	5	1.20%	0.0
11	潮州	4	0.96%	0.0
12	揭阳	4	0.96%	0.0
13	梅州	4	0.96%	0.0
14	韶关	4	0.96%	0.0
15	肇庆	4	0.96%	0.0
16	河源	3	0.72%	0.0
17	江门	3	0.72%	0.0
18	茂名	2	0.48%	0.0
19	阳江	2	0.48%	0.0
20	云浮	2	0.48%	0.0
21	湛江	1	0.24%	0.0
合计		417	100.00%	1.2

（四）中长期市场交易情况

2019 年 1-6 月，广东市场化交易总成交量 1771 亿千瓦时，其中，一级市场（年度双边协商、年度集中竞争、月度集中竞争）总成交量 1661.1 亿千瓦时，同比增长 25.6%，平均成交价差 -42.2 厘/千瓦时；二级市场（发电合同转让）总成交量 109.9 亿千瓦时，平均成交价格 327.7 厘/千瓦时。

1、年度双边协商交易

2019 年 1-6 月，共组织 1 次年度双边协商交易，累计成交电量 1189 亿千瓦时，同比增长 19.1%，平均价差-45.1 厘/千瓦时。其分月电量分解如图 5 所示。

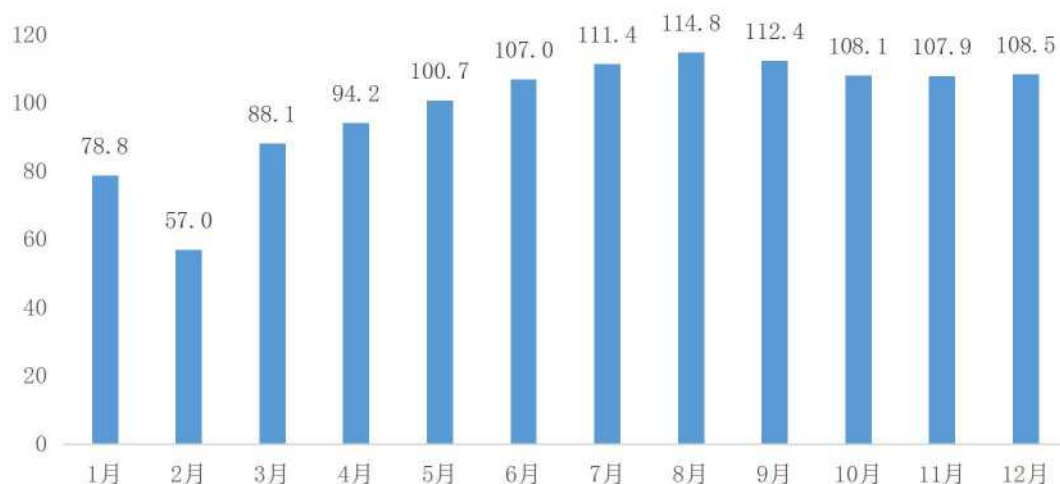


图 5. 2019 年年度双边协商交易分月分解电量（单位：亿千瓦时）

2、年度合同电量集中交易

2019 年 1-6 月，年度合同电量集中交易成交电量 200 亿千瓦时，平均价差-38.7 厘/千瓦时。其月度电量分解如图 6 所示。

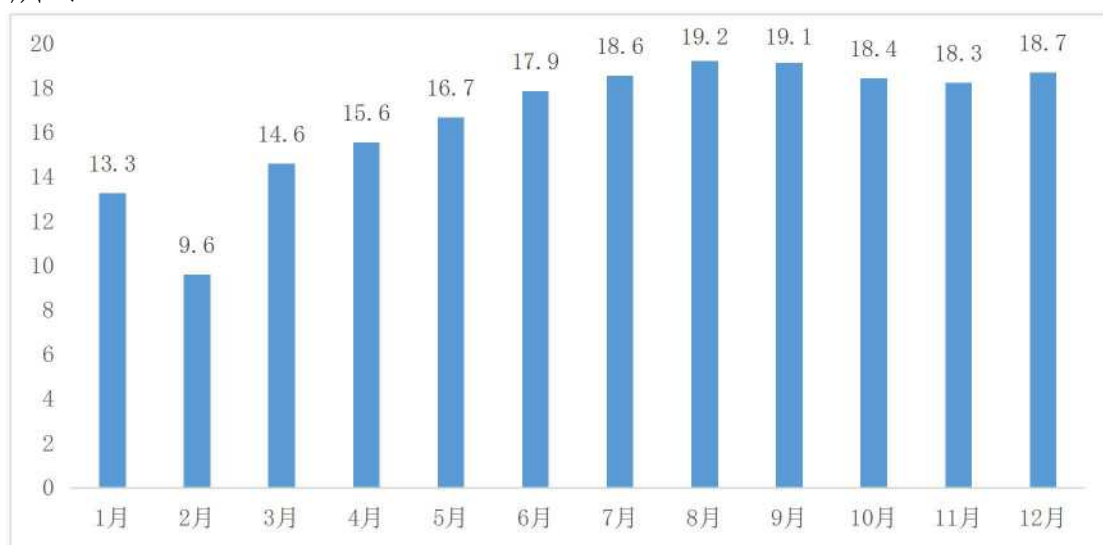


图 6. 2019 年度合同电量集中交易分月分解电量（单位：亿千瓦时）

3、月度集中竞争交易

2019 年 1-6 月，共组织 6 次月度集中竞争交易，累计成交电量 272.1 亿千瓦时，同比增长 19.2%，平均价差-32.1 厘/千瓦时。月度集中竞争交易成交电量及统一出清价差如图 7 所示。

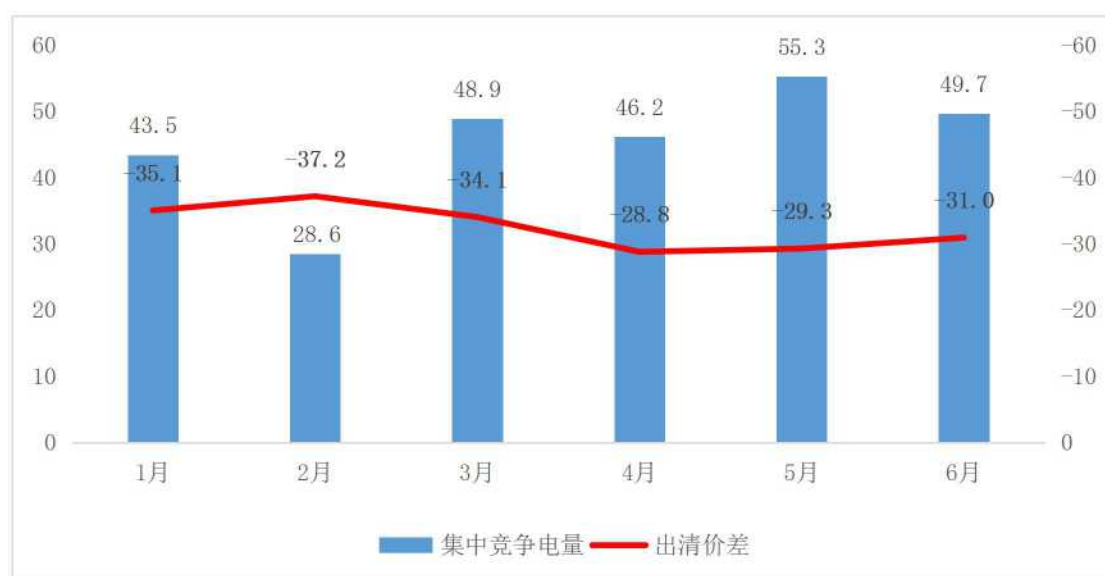


图 7. 2019 年 1-6 月月度集中竞争交易分月电量-价差图（单位：亿千瓦时，厘/千瓦时）

4、发电合同电量转让交易

2019 年 1-6 月，共组织月度发电合同转让交易 12 次，累计成交电量 109.9 亿千瓦时，同比增加 57.8%，成交均价 327.7 厘/千瓦时（图 8）。其中，煤机成交 85.1 亿千瓦时，同比增加 58.3%；气机成交 24.8 亿千瓦时，同比增加 56.2%。

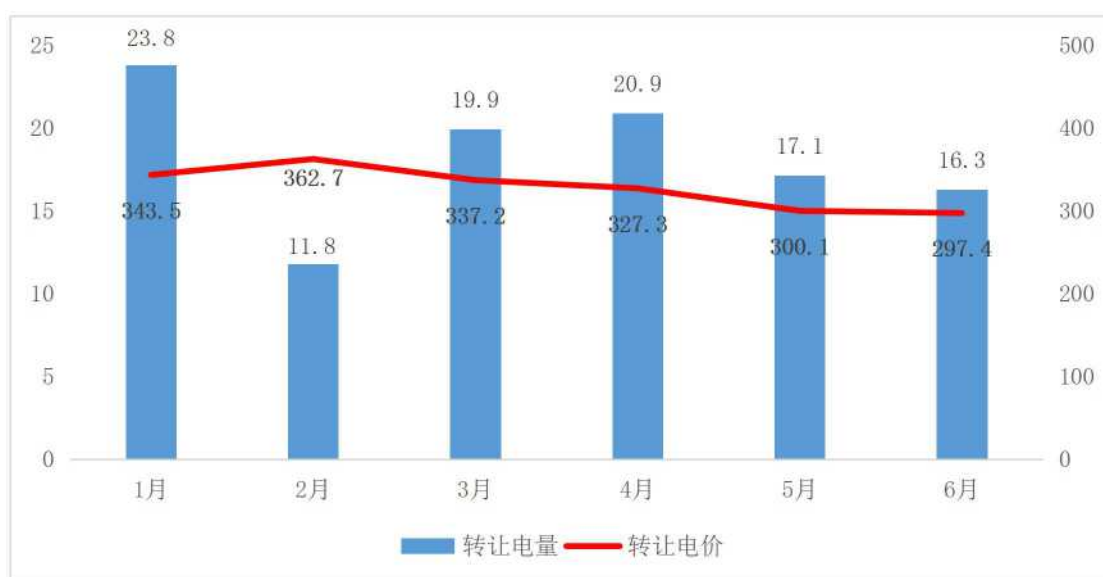


图 8. 2019 年 1-6 月发电合同转让交易电量与电价（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

（1）2019 年 1-6 月，共组织 6 次发电合同转让集中交易，累计成交电量 78.37 亿千瓦时，平均成交价格 350.6 厘/千瓦时。其中，煤机累计成交 53.54 亿千瓦时，气机累计成交 24.83 亿千瓦时。

（2）2019 年 1-6 月，共组织 6 次发电合同转让协商交易，累计成交电量 31.53 亿千瓦时，平均成交价格 270.8 厘/千瓦时，主要出让方为省内关停的燃煤机组。

（五）中长期市场结算情况

1、结算电量

2019 年 1-6 月，累计结算市场电量 882.6 亿千瓦时，电量完成率 99.9%^①。从时间分布上来看，上半年主要是负偏差（图 9）。

^① 根据调减后的交易电量计算。



图 9. 2019 年 1-6 月市场交易电量及完成率（单位：亿千瓦时、%）
注：表中长协电量为调减后的交易电量。

根据各月市场电量完成率，2019 年 1-6 月电量完成率的标准差为 2.4%，比 2018 年上半年的 5% 下降 2.6 个百分点（图 10），说明 2019 年上半年的整体负荷预测准确比 2018 年上半年明显提高。

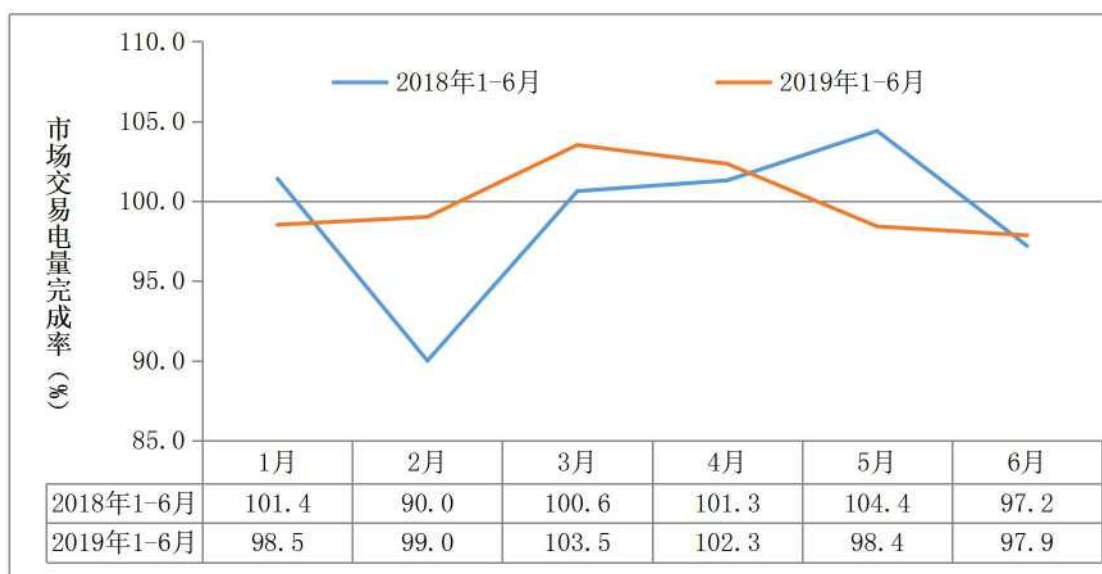


图 10. 2018 年 1-6 月与 2019 年 1-6 月市场交易电量完成率对比（单位：%）

2、结算电费与电价

2019 年 1-6 月，供给侧结算让利 35.9 亿元（其中价差电费 35.7 亿元，考核费用 0.1 亿元），按结算市场电量算平均价差-40.6 厘/千瓦时；用户（含批发市场用户和零售市场用户）净收益 30.8 亿元，按结算市场电量算平均价差-35.0 厘/千瓦时；售电公司净收益 4.7 亿元（其中价差电费 4.9 亿元，考核费用 0.2 亿元），按结算市场电量算平均价差-5.3 厘/千瓦时（表 11）。

2019 年，广东电力市场用户侧允许偏差范围由 $\pm 2\%$ 调整为 $\pm 4\%$ ，上半年用户侧考核费用较去年同期显著减少。2019 年 1-6 月，市场总考核费用 0.3 亿元，必开电量支出 0 亿元，市场结余资金 0.3 亿元（表 11）。

表 11. 2019 年 1-6 月广东电力市场结算费用总体情况（单位：亿元）

市场主体		价差电费	考核费用	必开补贴	合计
供给侧	煤机	29.8	0.1	0.0	29.9
	气机	5.9	0.1	0.0	6.0
	小计	35.7	0.1	0.0	35.9
需求侧	售电公司	-4.9	0.2	0.0	-4.7
	零售市场用户	-30.4	0.0	0.0	-30.4
	批发市场用户	-0.5	0.0	0.0	-0.5
	小计	-35.7	0.2	0.0	-35.5
市场结余资金		0.0	0.3	0.0	0.3

注：1. 供需两侧支出为正，收入为负；2. 表中数据含退补费用。

从各地市对比来看，2019 年 1-6 月各地用户结算价差差异较小，梅州、阳江、汕尾等地用户平均结算价差绝对值最高，惠州、东莞、韶关等地用户平均结算价差绝对值最小，最高和最低之间相差 6.0 厘/千瓦时（图 11）。

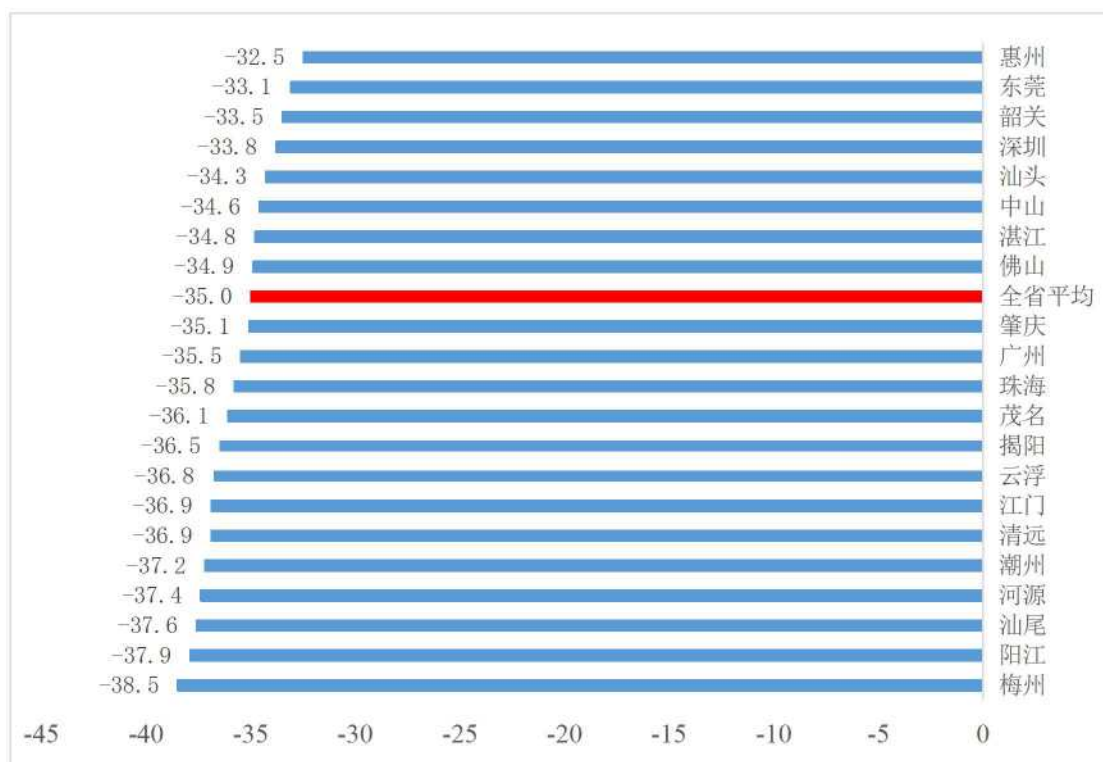


图 11. 2019 年 1-6 月各地市用户平均结算价差对比（单位：厘/千瓦时）

3、结算偏差

2019 年 1-6 月，广东电力市场需求侧偏差率（绝对值）平均为 6.1%，其中偏差率最小的六月份为 4.2%，其他月份都在 10%以内。具体结算偏差分布情况如图 12 所示。

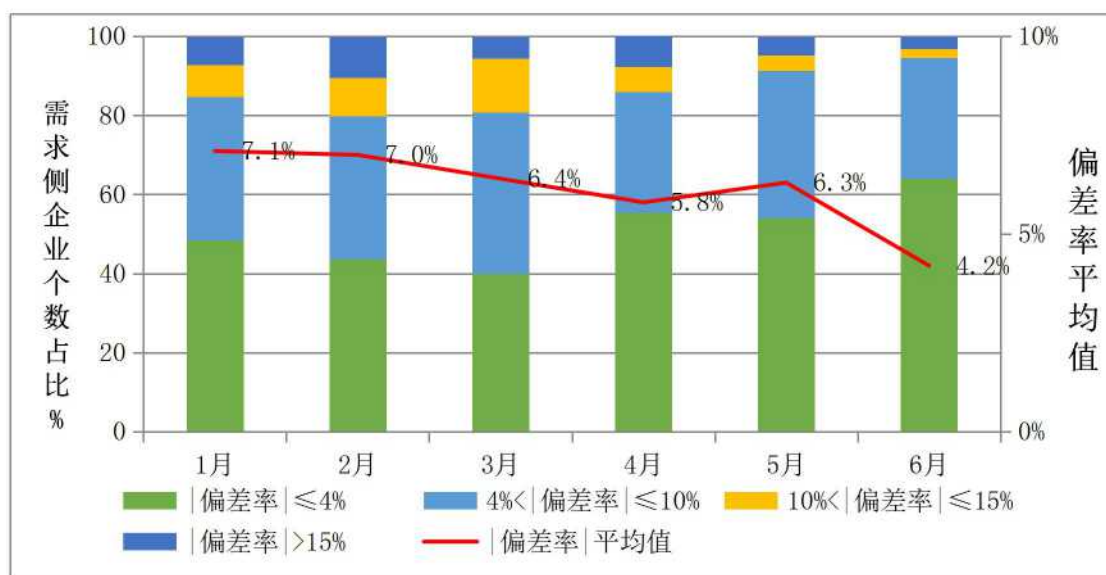


图 12. 2019 年 1-6 月广东电力市场需求侧偏差分布情况

（六）零售市场情况

2019 年 1-6 月，实际参与交易的售电公司共 128 家，各类售电公司市场占有率明显分化，按照企业性质分，国有、民营售电公司约占 87% 的市场份额（表 12）。参与交易的电力用户共 9584 家，其中 9581 家通过售电公司代理，占 99.97%；从代理电量来看，售电公司代理交易电量（按结算电量计）872.6 亿千瓦时，占结算总电量的 98.9%。

表 12. 2019 年 1-6 月不同性质售电公司代理用户及电量情况

公司性质	参与交易数量（家）	代理交易电量（亿千瓦时）	平均代理户数（家）	平均代理电量（亿千瓦时）	代理户数占比（%）	代理电量占比（%）
国有	33	467.1	117.9	14.2	40.4	53.5
集体	2	67.1	564.5	33.5	11.7	7.7
民营	83	291.0	49.6	3.5	42.7	33.3
三资	10	47.5	49.9	4.7	5.2	5.4
合计	128	872.6	75.3	6.8	100.0	100.0

注：上半年有 54 家用户更换售电公司，因此平均代理户数计算有部分重复

2019 年 1-6 月,电力用户实际结算收益分成为 86.9%(图 13),各月分成均在 85%以上;上半年共有 10 家售电公司收益为负,整体亏损面为 7.8%(图 14),各类售电公司之间收益差异明显(表 13)。

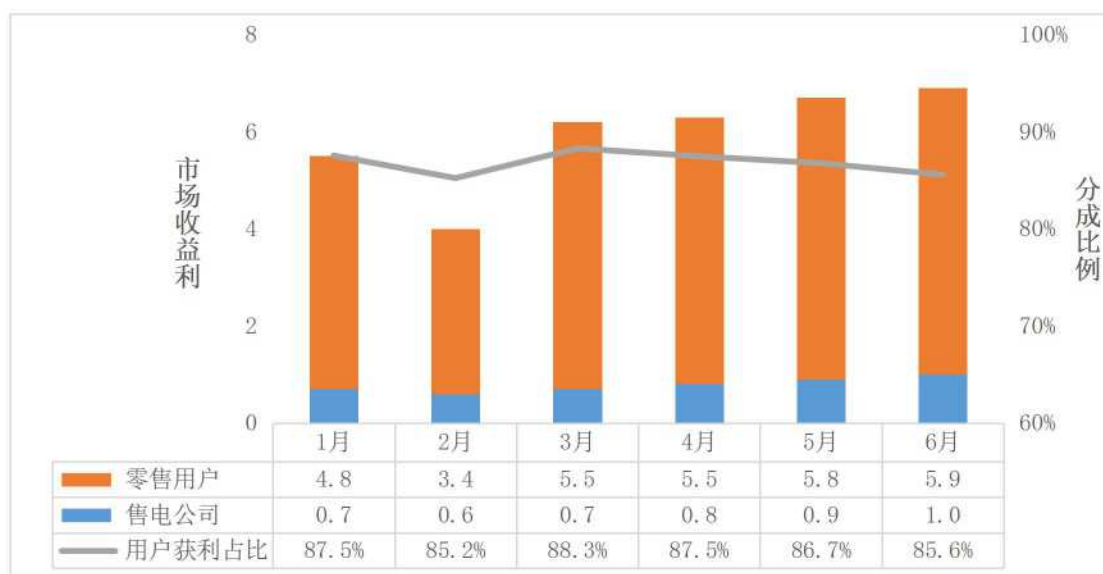


图 13. 2019 年 1-6 月用户与售电公司收益分成情况（单位：亿元、%）

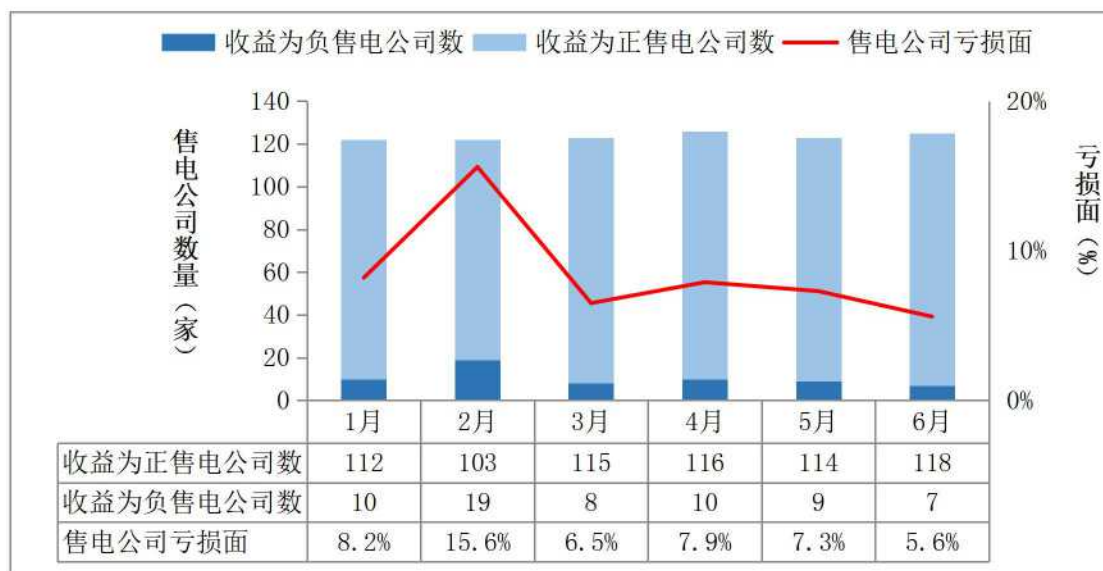


图 14. 2019 年 1-6 月售电公司收益分布情况

表 13. 2019 年 1-6 月各类售电公司收益情况（单位：万元）

售电公司	1月	2月	3月	4月	5月	6月	合计	收益占比	代理电量占比
国有企业	2822	1951	3051	2940	3415	4104	18283	40.1%	53.5%
集体企业	392	334	367	495	532	581	2700	5.9%	7.7%
三资企业	309	190	346	363	443	490	2141	4.7%	5.4%
民营企业	3290	2282	3633	4027	4462	4753	22448	49.3%	33.3%
合计	6813	4757	7396	7824	8853	9928	45571	100.0%	100.0%

注：表中数据不含退补费用。

（七）现货按日结算试运行

为落实国家能源局、广东省发改委能源局、国家能源局南方监管局对广东电力现货市场建设的工作要求，5月15-16日、6月20-23日，南方区域（以广东起步）电力现货市场按照日前申报、出清、调度计划执行、现货顺价模式结算的全流程，分别开展了两轮按日结算试运行。

1、市场边界条件

结算试运行期间，广东统调负荷预测最高值均接近或超过1亿千瓦，其中6月21日统调负荷最高值达1.13亿千瓦；B类机组出力预测最大值0.5亿千瓦，最小值0.3亿千瓦。

2、市场申报情况

结算试运行期间，190台机组、125家售电公司和3家大用户均参与了现货申报，市场主体实现全覆盖。发电侧申报曲线整体类似，其中，5月申报均价为404.4元/MWh，报

零价容量平均 2070MW，占比 5.55%；6 月申报均价为 433.9 元/MWh，报零价容量平均 1549MW，占比 4.2%。售电公司及大用户侧总体根据实际用电量申报，5 月日前申报与实际用电量的偏差率 3.0%，6 月偏差率为 2.4%。

根据机组申报情况，呈现以下特点：

（1）机组总体报价水平合理，不同类型机组的报价与其综合成本水平匹配。其中，煤机 5、6 月结算试运行平均报价分别为 380 元/MWh、412.8 元/MWh，基本与现行价差模式下机组市场化电量实际上网电价吻合。由于结算试运行期间机组上网电价与中长期转换基准价（426 元/MWh）的差值由电网公司全额承担，该政策可以对气机的高成本部分进行补偿，但气机实际报价依然偏高，5、6 月结算试运行的平均报价分别为 510 元/MWh、526 元/MWh。

（2）低出力段机组报价总体偏低，是煤机争取开机和中标电量的一种常用行为。5、6 月低出力段平均报价分别为 173.4 元/MWh、198 元/MWh。

（3）不同类型机组的报价行为有所差异，煤机采用适中报价较常见，而气机采用报高价居多。

3、市场出清情况

发电侧日前出清电量平均 9.8 亿千瓦时，日前均价为 310.3 元/MWh，实时出清电量平均为 10.0 亿千瓦时，实时均价为 311.7 元/MWh；用户侧日前中标电量平均为 5.71 亿千瓦时，日前均价为 303.5 元/MWh，实时均价为 308.9 元/MWh（图 15）。



图 15. 试结算用电侧日前出清价

结算试运行期间，市场主体积极合理报价，“真刀真枪”参与竞争，市场培育效果显著。根据结算试运行交易结果，现货价格有效反映了电能量的时间和空间价值：一是时间特性显著，不同时段价格波动趋势与市场供需情况一致，峰谷价差明显；二是空间特性显著，不同地区节点电价的差异正确反映了网络阻塞的影响，送入受阻地区节点电价显著升高，送出受阻地区节点电价则较低。同时，结算试运行充分实现了资源优化配置，低成本机组多发电，高成本机组少发电，实现社会福利最大化。

4、市场结算情况

5月15-16日、6月20-23日，供应侧（电厂）现货出清总电量59.0亿千瓦时，其中按基数价格结算电量为23.6亿

千瓦时；按中长期价格结算电量为 34.8 亿千瓦时；现货价格结算的偏差电量为 0.6 亿千瓦时。需求侧（售电公司及参与批发市场的大用户）现货出清总电量 35.4 亿千瓦时，其中按中长期价格结算电量 34.8 亿千瓦时；按现货价格结算的偏差电量 0.6 亿千瓦时。

5 月 15-16 日、6 月 20-23 日，供应侧（电厂）收入总电费（含基数合约电费）25.2 亿元（表 14），需求侧（售电公司及参与批发市场的大用户）支出总电费 13.6 亿元（表 15）。

表 14. 5-6 月现货结算试运行供应侧结算情况（单位：亿元）

序号	费用项目	5 月 15-16 日	6 月 20-23 日
1	供应侧收入总电费	8.23	18.77
2	基数合约全电费	3.0	8.10
3	中长期合约全电费	4.47	8.84
4	现货偏差电量电费	0.07	0.16
5	中长期（含基数）转让电费	0.20	0.35
6	运行补偿电费	-	0.01
7	高价机组补贴电费	0.49	1.35
8	中长期阻塞产生的不平衡费用	0.03	-0.04

注：①中长期阻塞产生的不平衡费用由各电厂分摊；②5 月 15-16 日无结算运行补偿电费。

表 15. 5-6 月现货结算试运行需求侧结算情况（单位：亿元）

序号	费用项目	5 月 15-16 日	6 月 20-23 日
1	需求侧支出总电费	4.57	9.06
2	中长期合约电费	4.50	8.92
3	现货偏差电量电费	-0.02	0.05
4	偏差收益转移电费	0.0005	0.0002
5	分摊费用	0.09	0.08

注：分摊费用包括偏差收益转移分摊电费、阻塞盈余分摊电费、运行补偿分摊电费，按现货规则由需求侧市场主体分摊。

结算试运行期间，按照“全月价差模式电费+现货模式差额电费”的原则并单结算。市场主体并单收益变化总体平稳，绝大部分发售电主体并单收益变化数额不大。主要受阻塞及个体现货偏差电量的影响，并单收益变化集中分布在少数发售电企业。

5 月 15-16 日，供应侧并单收益变化合计 0.19 亿元，占全月总电费的 0.2%；需求侧并单收益变化合计 -0.02 亿元（根据市场阻塞盈余不平衡资金、市场发用电量不平衡偏差电费由需求侧分摊计算所得，下同），占全月市场净获利的 -1.7%。

6 月 20-23 日，供应侧并单收益变化合计 0.05 亿元，占全月总电费 0.04%；需求侧并单收益变化合计 0.09 亿元，占全月市场净获利的 8.07%。

市场主体的并单收益变化总体情况详见表 16。

表 16. 结算试运行期间市场主体并单收益变化情况

试结算日期	市场主体	收益变化合计(亿元)	收益变化为正的企业数(家)	收益变化为正的企业合计变化额(亿元)	收益变化为负的企业数(家)	收益变化为负的企业合计变化额(亿元)
5月15-16日	供应侧	0.19	53	0.46	24	0.28
	需求侧	-0.02	47	0.02	79	0.03
6月20-23日	供应侧	0.05	38	0.38	39	0.33
	需求侧	0.09	80	0.11	48	0.01

5、不平衡资金

结算试运行期间，产生结算不平衡资金共计-4782万元，包括市场阻塞盈余不平衡资金、市场发用电量不平衡偏差电费和并单结算不平衡资金三部分。

（1）市场阻塞盈余不平衡资金。

市场用户按照统一结算电价支付的总电费与发电侧总电费不平衡导致。由于市场发电主要在受入受阻的高价区，计划发电主要在送出受阻的低价区，采用全负荷加权统一价来计算市场用户电费，不足以支付市场发电电费，因此市场阻塞盈余为负。

（2）市场发用电量不平衡偏差电费：市场用户日前结算电量与市场发电日前结算电量不平衡导致。现货模式下，市场发电按日前市场出清电量结算，市场用户按日前申报电量结算，发用两侧结算电量存在不平衡，从而产生偏差电费。该偏差电费是随机偏差，可能为正也可能为负。

（3）并单结算不平衡资金：结算试运行期间按照“全月价差模式电费+现货模式差额电费”的原则并单结算，从

而产生不平衡资金，主要包括基数电量结构差异不平衡资金、市场购电结构差异不平衡资金和基数欠发不平衡资金等。

三、上半年广东电力市场建设情况

2019 年上半年，广东电力市场建设继续创新推进，交易规模快速扩大，现货市场在全国范围内率先实现结算试运行，起到了良好的示范引领作用。

（一）积极推进现货市场建设

1、创新实施现货市场结算试运行

5 月 15-16 日、6 月 20-23 日，南方（以广东起步）电力现货市场率先开展按日结算试运行，在保障到户电价不变的基础上，创新提出了价差合同转换、并单结算等处理机制。结算试运行期间，市场运行总体稳定有序，基本达到了检验市场规则及参数设置合理性、验证技术支持系统稳定性和实用性、提高市场主体参与意识、评估现货市场全流程运行风险等目标，为下一阶段进入正式结算运行奠定了坚实基础。

2、优化完善“中长期+现货”规则体系

一是根据各方反馈意见，结合试运行发现的问题，基本完成了现货市场建设方案及“1+9”交易规则体系的修订。二是制定高成本机组补贴、发电成本测算办法等市场配套机制，配合政府测算机组发电成本参考价格。三是提前谋划，编制价差交易模式转至绝对价格交易模式的市场切换方案。

3、定期开展现货市场模拟运行集中申报

一是定期开展现货及中长期集中申报，确保市场主体提交合理申报数据。二是从交易申报、出清、结算等角度为市场主体解读现货及中长期市场交易结果。三是测试不同场景

下报价行为对市场运行的影响，获得市场整体运行全流程完整数据，评估规则体系的有效性、稳定性、合理性。

4、积极开展市场宣贯培训及能力考试

结合模拟运行集中申报，常态化开展市场主体宣贯培训，同步组织现货市场能力考试。上半年，共开展4期面向市场主体的现货集中工作、宣贯培训及市场主体从业能力考试，累计参与453人次，共有377人获得现货交易员资格。

（二）优化完善交易组织方式

一是交易中心协同调控中心提前研判月度交易存在的风险，在交易全流程应用智能校核，实现交易组织准确率100%。二是发布“中长期+现货”业务指导书，确保价差模式下的中长期市场平稳有序运行，并逐步向“中长期+现货”市场交易体系过渡。三是建立内外部协同的市场交易培训体系，规范内部人员交易资格管理，培养一支懂专业、技术过硬的专业人才队伍。

（三）创新健全市场结算体系

一是在现有基数计划和年度合同继续执行、月度集中交易正常开展和零售结算维持不变的基础上，国内首创提出“现有中长期价差结算+现货顺价电费结算”的混合结算方式，有效推进现货试结算稳定运行，在国内率先实现现货结算试运行。二是以现货结算试运行为契机，适应性优化结算细则，完善结算系统功能。三是加强结算业务部门协同，继续实现结算准确率、准时率达到双100%。四是开展2019年

零售结算模式系统固化，固化率达到 75%，提高零售结算效率，保证零售合同刚性执行。

（四）持续提升市场服务能力

1、提升咨询服务水平

一是充分利用微信公众平台开展市场服务，2019 年累计推送文章 114 篇，其中交易学堂及市场问答 23 篇，阅读量达 1.4 万人次。二是建立微信公众平台双向交互机制，截至 6 月底共收集并答复市场主体问题 47 条。三是根据现有中长期交易及现货交易常见问题，完善修编电力市场知识库，截至 6 月底知识库已包含 730 条信息。四是完成交易系统交易申报信息脱敏披露功能开发，进一步做好信息披露管理，促进广东电力市场交易公开透明。

2、提升市场服务自动化和智能化水平

一是完成交易系统三验真系统功能、OCR 图文识别功能及用电信息自动核验功能的开发上线，提升市场主体注册工作效率。二是完善交易系统与营销系统的数据交互接口，完成了交易系统日计量点清单核验功能开发，建立了与营销系统档案每日核对机制，实现了 5 月、6 月试结算档案无差错。

3、加强市场风险管控

一是完成南方（以广东起步）电力现货模拟系统履约风险功能模块上线，交易、结算风险已实现交互，具备市场风险监控条件。二是加强履约保函管理，截至 2019 年 6 月底，共收取 134 家售电公司共 140 份有效履约保函，保函金额合计 7.1 亿元（表 17），有效防控电力市场欠费风险。

表 17. 截至 2019 年 6 月底售电公司履约保函提交情况

保函额度	200 万元	200-500 万元	500-1000 万元	1000-2000 万元
售电公司数量（家）	79	18	22	15

（五）建设优化交易系统平台

1、推进现货及配套中长期交易系统建设

一是完成交易系统现货及配套中长期核心功能建设，持续完善交易系统与调度、营销系统的接口建设和联调联试，研究开展与发电侧、售电（用户）侧技术支持系统接口建设。二是有序推进南方（以广东起步）电力现货市场按日试结算相关系统建设工作，保障试结算期间系统安全稳定运行。三是积极推进调频辅助服务市场注册、交易申报、信息披露、结算等功能建设，基本完成调频功能建设。

2、强化信息安全建设

开展交易系统代码安全漏洞扫描及整改，确保杜绝高中危险漏洞，提高交易系统安全防护能力。修编完善信息安全风险管理体系应用手册，广东电力交易中心定期开展信息安全自查工作，提升信息安全管理水平。

四、下半年工作安排

（一）电力市场形势分析

随着南方（以广东起步）电力现货市场结算试运行的进一步开展，市场面临的主要形势包括：

1、市场进一步发展对市场运营能力提出更高要求。2019年下半年，现货结算试运行将进一步开展，将全面应用第一监管周期输配电价、现货环境下中长期等关键机制，现货价格如何指导中长期合同的签订，从价差传导零售市场模式到应用输配电价的全电价零售市场模式如何转换等问题亟待解决。随着经营性电力用户发用电计划将进一步放开，市场主体数量与交易规模将继续快速增加，“中长期+现货”市场模式下，计划与市场的处理、市场金融性风险评估与应对措施有待提高。同时，市场分析、仿真推演的方法和工具有待研究和建设，对市场动态表现和潜在风险的预判能力亟需提高。

2、多市场并行带来压力。现货市场将逐步过渡到按周试结算以及现货按月独立结算，多个市场同时存在，对交易员的综合素质提出了更高的要求。现阶段，现货交易员的市场运行经验比较欠缺，面对交易时序如何衔接、如何进行市场运行分析、现货市场模拟运行可能暴露出的问题，尚无太多经验可循。另外，多个市场并行，对交易系统的软硬件质量提出了更高的要求，需要不断对现货系统进行优化升级。

(二) 2019 年下半年主要工作安排

下半年，广东将继续全面贯彻落实党的十九大精神和各项改革部署，积极推进广东电力市场建设的各项工作。

1、继续积极稳妥推进“中长期+现货”市场建设

一是修编定稿现货“1+9”市场规则体系和配套制度办法，开展第三方评估，包括规则体系评估与技术支持系统验证。二是按照“23+7”模式组织结算试运行，全面应用第一监管周期输配电价、现货环境下中长期等关键机制。三是发布绝对价格模式下的中长期合同、零售合同模板，为市场主体提供参考。四是持续推进调频辅助服务市场建设，开展调频市场交易系统开发测试与上线。五是积极推进可再生能源消纳量交易市场建设，建立广东消纳量核算、监测、统计机制，编制交易方案与交易规则。

2、有序开展交易组织，促进市场平稳运行

一是继续做好 2019 年月度集中竞争、发电合同转让、现货结算试运行等交易组织，确保 2000 亿千瓦时交易目标圆满完成。二是全力做好“中长期+现货”模拟运行工作，及时总结试运行情况，完善现货市场运营机制。三是深入开展电力市场仿真运行实验，规避市场风险，促进市场平稳运行。四是持续规范完善交易组织管理，建立月度交易日志回溯机制。五是开展各类典型机组能耗曲线实测工作，为现货下机组考核补偿、市场力分析、报价行为评估等工作提供数据支持。六是提前谋划 2020 年市场安排，明确发用电计划放开规模、用户准入标准、发电侧电量安排原则等总体安排。

3、持续优化结算体系，提高精细结算水平

一是稳步推进现货试结算，持续开展现货按日结算试运行工作，实现向现货独立结算试运行平稳过渡；二是持续完善系统功能开发及消缺，通过完善接口监控、智能校核等智能化手段，建成结算准备、计算、全过程校核机制，为现货系统实现全月现货结算做好准备；三是继续推进零售结算刚性执行，在零售合同范本、系统功能、事前介入、事后核查等方面采取有效措施，规范零售市场秩序。

4、以市场需求为导向，提升市场服务能力

一是完善适用于“中长期+现货”市场的信用评价指标，开展交易、结算及履约风险联动模拟运行；二是根据电力市场监管体系编制交易系统相关改造需求，满足监管需要；三是推进线上咨询和自助查询等服务渠道建设，提升市场服务能力。四是继续加强信息披露管理，优化电力用户历史分时电量展示功能，按时公开历史申报信息和最终成交明细。

5、牢守网络安全底线，确保系统安全可靠运行

一是以建立广东电力交易中心网络安全防护体系为目标，完成 ISO270001 信息安全管理标准认证，提高技术支持系统的安全性和可靠性。二是提升系统风险抵御能力，加快灾备交易系统建设，降低单系统运行风险。三是深入运用“云大物移智”新技术，开展基于互联网+技术的新一代电力市场交易平台关键技术研究，着力推动系统发展向智能化、数字化、大数据集成转变，积极打造数智化交易平台。