广东电力交易中心有限责任公司

GUANGDONG POWER EXCHANGE CENTER CO., LTD.

以国际先进为导向，致力于打造国内交易机构标杆

2026

广东电力市场半年报告

Guangdong Power Market Semi-Annual Report

前言

Preface

2026年是“十五五”的开局之年，在政府部门的统筹指导、电网企业的大力支持以及经营主体的共同参与下，广东电力交易中心认真落实国家和省关于电力体制改革的工作部署，紧扣新型能源体系和统一电力市场建设要求，坚持笃行实干、攻坚克难，全力推动广东电力市场建设实现新突破。上半年，我们持续完善省内市场机制，创新建立“小时级”绿电交易机制，南方区域内率先实现“小时级”绿电交易、精准匹配与溯源；支撑跨经营区及南方区域跨省“点对点”绿电交易有序开展，进一步拓宽用户绿电消费渠道；健全注册和信息披露管理，实现客户服务迭代升级；落地市场风险防控机制，优化中长期交易异常监测与处置，着力规范市场交易秩序。1-6月，广东电力市场交易规模达3204.5亿千瓦时，同比增长8.8%，其中市场直接交易电量2413.0亿千瓦时，同比增长16.2%；经营主体数量超14万家，发电侧、用电侧市场集中度HHI指数平均值分别为1145、381，总体维持主体多元、竞争充分、规范有序的格局。

本报告以广东电力市场运行情况为主线，系统总结了2026年上半年市场运行及重点开展工作情况，并介绍了下半年主要计划安排，数据来源于广东电网公司、广东电力交易中心等单位，相关内容及数据仅供市场分析与参考之用。

目录

CONTENTS

前 言 ····· I

一、市场运行情况 ····· 01

（一）电力供需情况 ····· 02

（二）经营主体 ····· 03

（三）市场结构 ····· 06

（四）中长期市场交易 ····· 08

（五）可再生绿电交易 ····· 13

（六）现货市场交易 ····· 14

（七）需求响应交易 ····· 15

（八）市场机组代理购电交易 ····· 15

（九）批发市场结算 ····· 15

（十）零售市场交易及结算 ····· 19

（十一）风险控制 ····· 20

二、2026年上半年工作情况 ····· 22

三、2026年下半年工作安排 ····· 25

附录1：2026年电力市场政策及规则文件 ····· 28

附录2：2026年广东电力市场大事记 ····· 30

01

市场运行情况

（一）电力供需情况
（二）经营主体
（三）市场结构
（四）中长期市场交易
（五）可再生绿电交易
（六）现货市场交易
（七）需求响应交易
（八）市场机组代理购电交易
（九）批发市场结算
（十）零售市场交易及结算
（十一）风险控制

01 市场运行情况

2026年上半年，广东电力市场直接交易电量达2413.0亿千瓦时[1]，同比增长16.2%。中长期市场发挥稳定价格预期的“压舱石”作用，约九成市场电量通过中长期合约提前覆盖；现货市场日前单日均价在0.0907—0.6779元/千瓦时之间波动，实时单日均价在0.0405—0.9785元/千瓦时之间波动，价格信号灵敏反映了一次能源价格和供需形势变化。半年来，广东紧扣全国统一电力市场体系建设要求，圆满完成市场建设运营各项目标。

一 电力供需情况

截至2026年6月底，广东统调装机容量2.762亿千瓦，同比增长13.9%（表1），其中，中调装机容量1.879亿千瓦，地调装机容量0.883亿千瓦。

表1. 截至2026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
总计	27618.0	13.9%	100.0%
燃煤	8294.9	15.1%	30.0%
燃气	5742.8	5.7%	20.8%
生物质	485.8	3.4%	1.8%
水电	939.1	0.4%	3.4%
核电	1733.8	7.4%	6.3%
蓄能及储能	1524.1	45.4%	5.5%
风电	1981.7	6.0%	7.2%
光伏	6738.1	21.7%	24.4%
其他	177.7	43.4%	0.6%

（数据来源：广东电网公司）

[1]统计值包含售电公司、批发用户的中长期市场年度交易电量1657.6亿千瓦时、多月交易净合约电量6.4亿千瓦时，月度交易净合约电量457.4亿千瓦时、周及多日交易净合约电量11.8亿千瓦时，电能量固定价格的绿电交易电量18.9亿千瓦时，跨经营区及南方区域跨省“点对点”交易结算电量6.5亿千瓦时，现货偏差电量254.4亿千瓦时。

2026年1-6月，广东省全社会用电量4714.8亿千瓦时，同比增长8.8%。广东省最高系统负荷1.74亿千瓦，同比增长13.7%。

二 经营主体情况

截至2026年6月底，累计注册登记经营主体共141725家（表2），同比增长23.1%，年内新增经营主体7667家。

表2. 2026年6月底各类经营主体数量和交易情况（单位：家）

经营主体	2026年新增注册数量	截至6月底累计注册数量	2026年参与电能量交易数量	2026年参与绿电交易数量
售电公司	**23**	**638**	**500**	**135**
发电背景	1	35	32	23
电网背景	0	18	12	3
独立售电	22	585	456	109
发电企业	**249**	**822**	**328**	**146**
电力用户	**7351**	**140157**	**119816**	**1440**
批发用户	9	16	15	2
零售用户	7342	140141	119801	1438
独立储能	**13**	**28**	**25**	**-**
抽水蓄能	**1**	**3**	**1**	**-**
虚拟电厂运营商	**30**	**77**	**4**	**0**
合计	**7667**	**141725**	**120674**	**1721**

注：如电力用户先后参与批发、零售交易，按照批发用户统计。

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57.8%，如图1所示。省外工商注册的售电公司共96家。

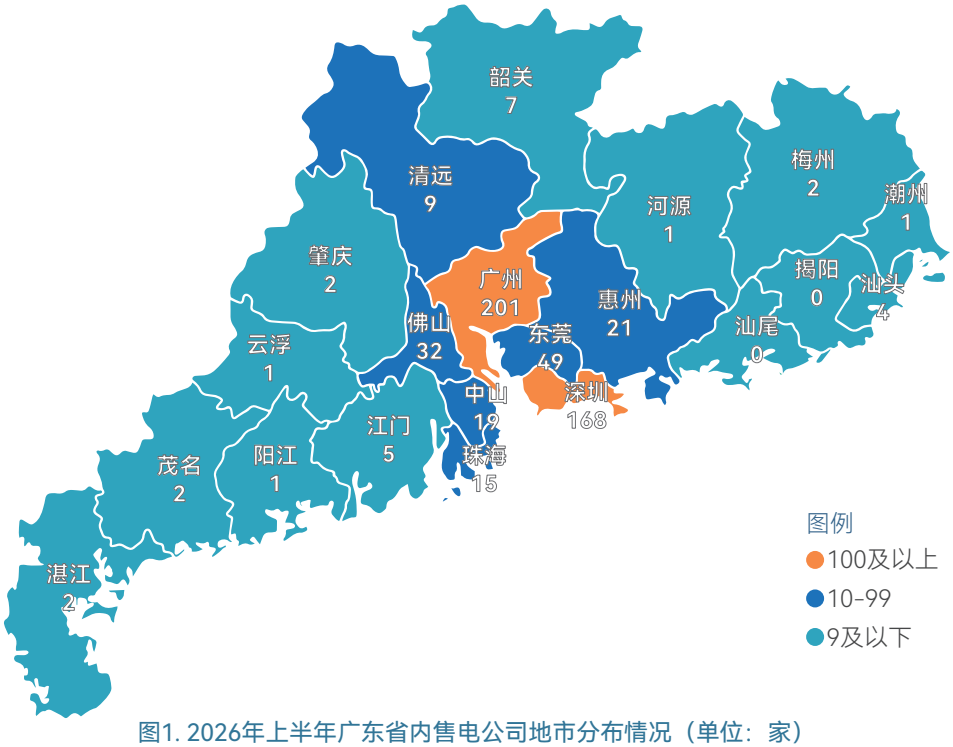


图1. 2026年上半年广东省内售电公司地市分布情况（单位：家）

广东省内工商注册的发电企业的地市分布如图2所示，省外工商注册的发电企业共4家，自然人分布式发电项目（未登记地市信息）共32家。

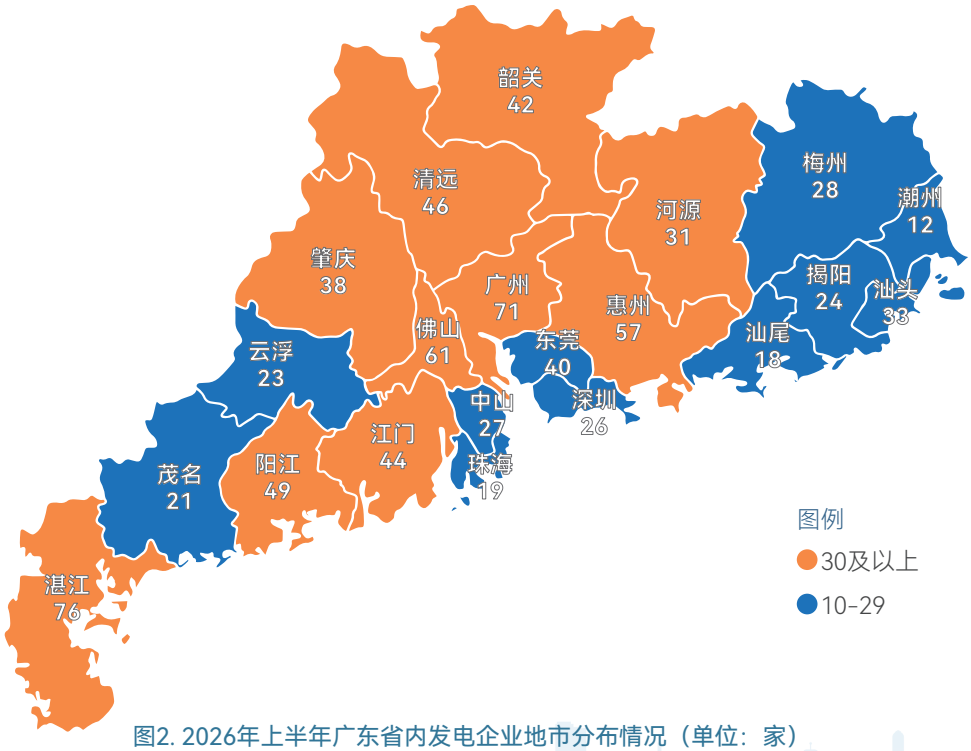


图2. 2026年上半年广东省内发电企业地市分布情况（单位：家）

广东省内电力用户的地市分布如图3所示，省外工商注册的电力用户共352家。

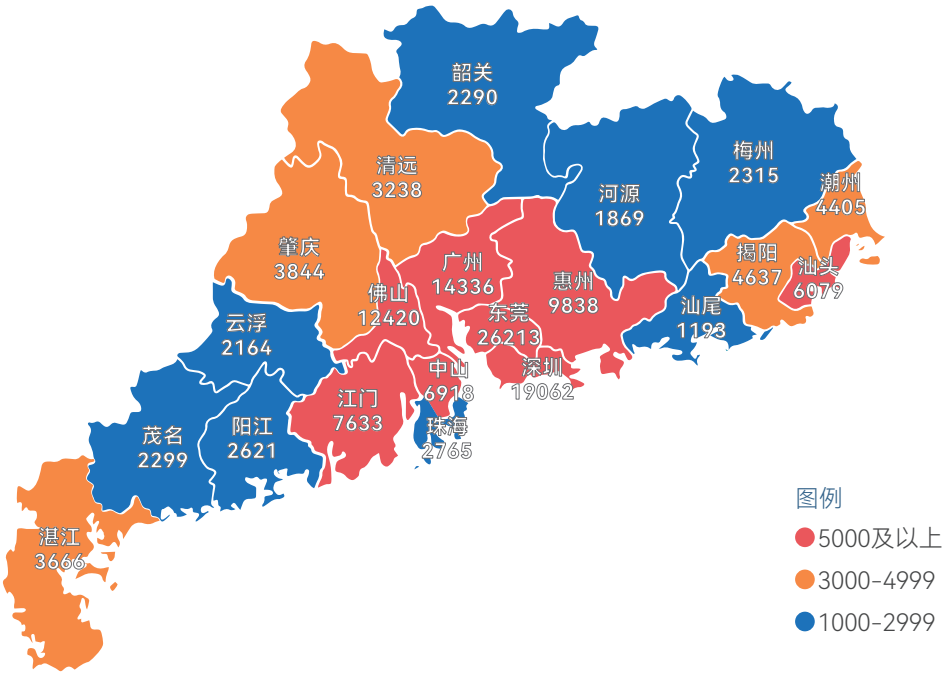


图3. 2026年上半年广东省内电力用户地市分布情况（单位：家）

广东省内独立储能及抽水蓄能企业的地市分布如图4所示。

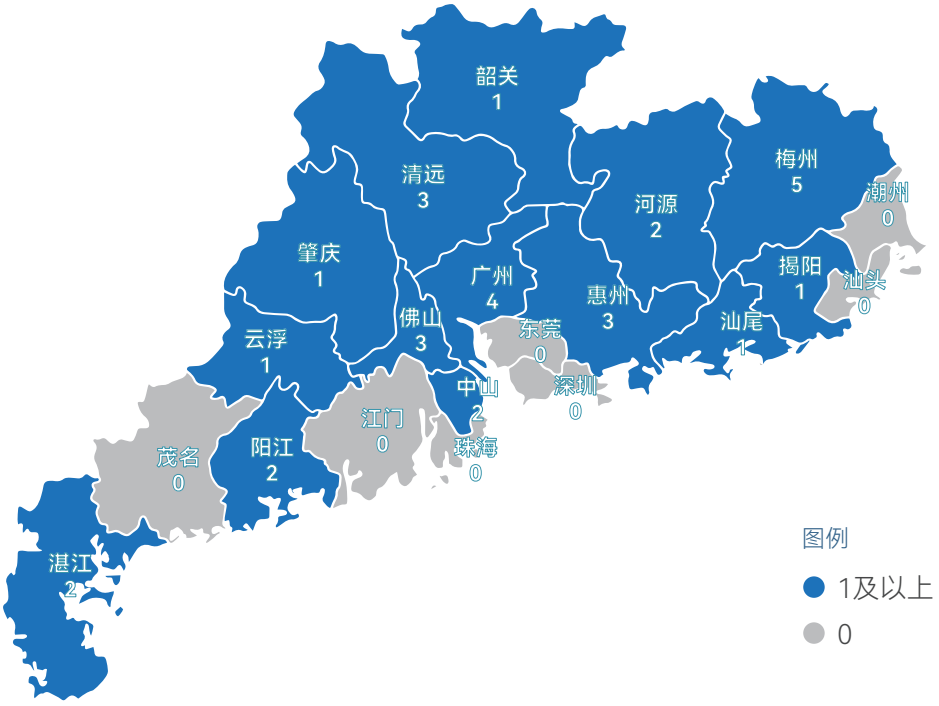


图4. 2026年上半年广东省内独立储能及抽水蓄能地市分布情况（单位：家）

虚拟电厂运营商省内地市分布如图5所示，省外工商注册的虚拟电厂运营商共7家。

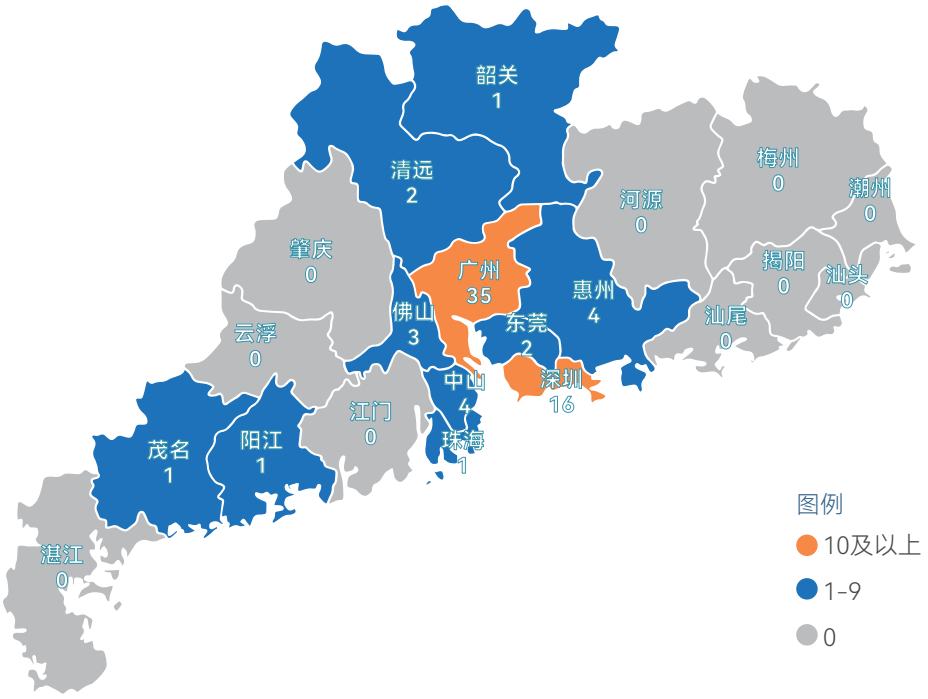
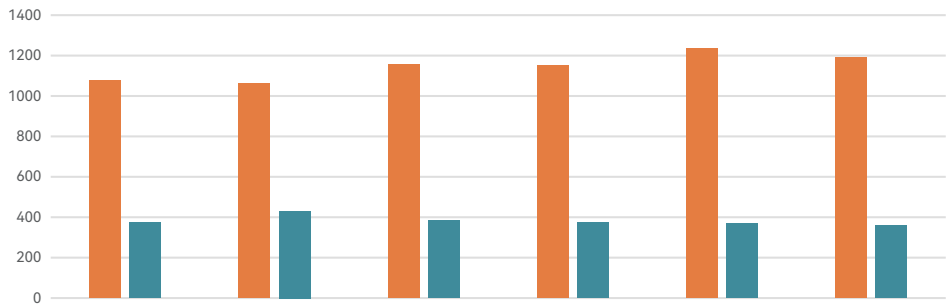


图5.2026年上半年广东省内虚拟电厂运营商地市分布情况（单位：家）

三 市场结构

2026年上半年，发电侧市场集中度HHI指数处于1060-1233之间，平均值1145，总体上属于“低集中寡占型”市场结构；用电侧市场集中度HHI指数处于361-431之间，平均值381，属于“竞争型”市场结构（图6）。



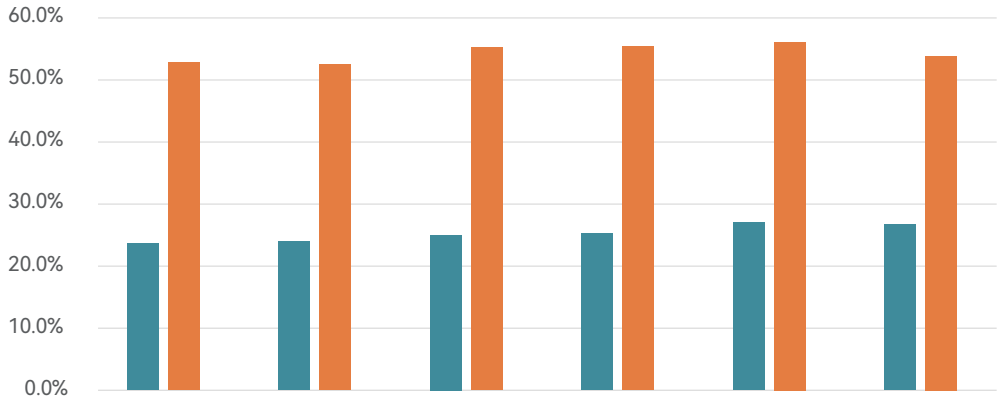
	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
发电侧 HHI 指数	1077	1060	1155	1153	1233	1189
用电侧 HHI 指数	374	431	382	373	367	361

发电侧HHI指数　用电侧HHI指数

图6.2026年上半年广东电力市场HHI指数

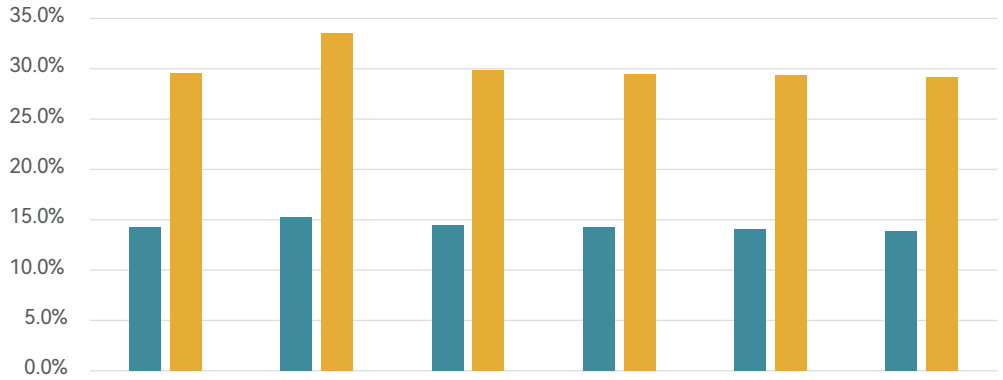
注：根据HHI评价标准，HHI指数小于1000为充分竞争状态，处于1000-1800区间为适度集中状态，高于1800则为高度集中状态。

2026年上半年，根据发电集团、售电公司（含批发用户）的实际发、用电量计算，发电侧Top1和Top4指数平均值分别为25%和54%，用电侧Top1和Top4指数平均值分别为14%和30%，分月情况如图7所示。



	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
发电侧 TOP1	23.6%	24.0%	25.1%	25.3%	27.1%	26.7%
发电侧 TOP4	52.8%	52.5%	55.2%	55.4%	56.1%	53.8%

发电侧TOP1　发电侧TOP4



	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
用电侧 TOP1	14.2%	15.3%	14.4%	14.3%	14.0%	13.9%
用电侧 TOP4	29.6%	33.5%	29.8%	29.5%	29.4%	29.1%

用电侧TOP1　用电侧TOP4

图7. 2026年上半年广东电力市场Top-m指数

四 中长期市场交易

2026年上半年，广东电力中长期市场总成交电量2133.2亿千瓦时（标的为1-6月电量，按用电侧净合约统计），均价0.3784元/千瓦时。其中，年度交易电量1657.6亿千瓦时，多月交易电量6.4亿千瓦时，月度交易电量457.4亿千瓦时，周及多日交易电量11.8亿千瓦时。

分电源类型来看，煤电交易电量1506.6亿千瓦时，气电交易电量386.1亿千瓦时，核电交易电量179.8亿千瓦时，光伏交易电量10.5亿千瓦时，风电交易电量48.3亿千瓦时，独立储能交易电量1.9亿千瓦时。

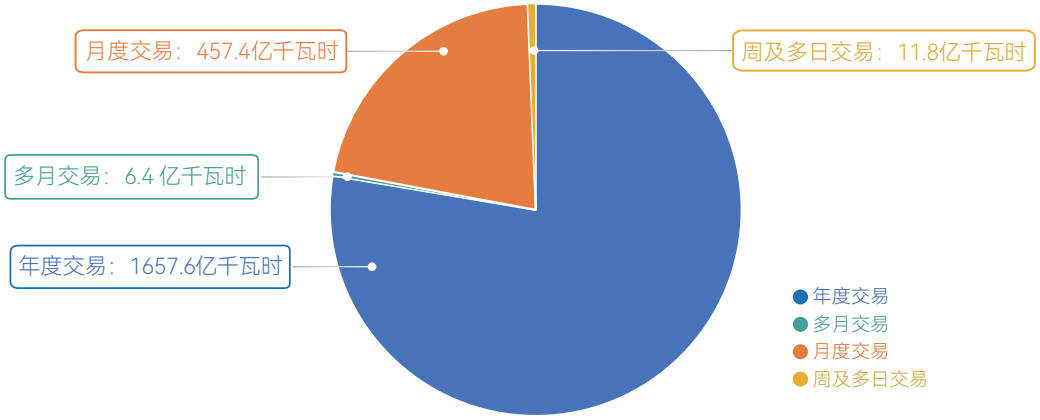


图8. 2026年上半年各周期中长期交易成交电量

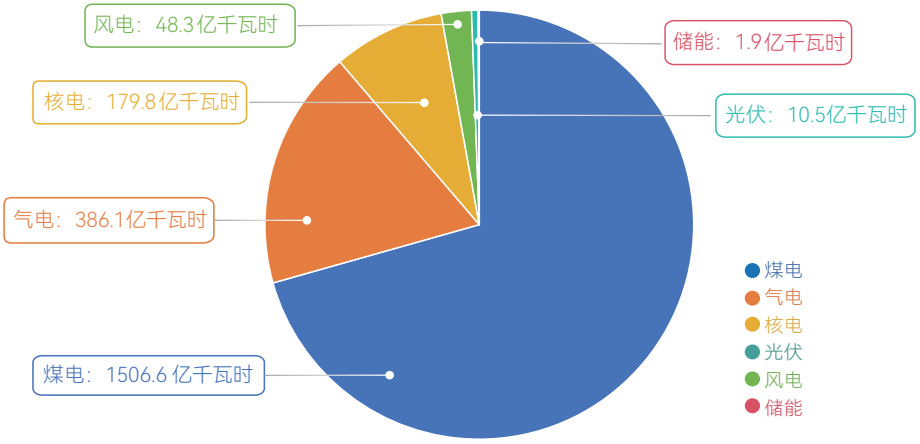
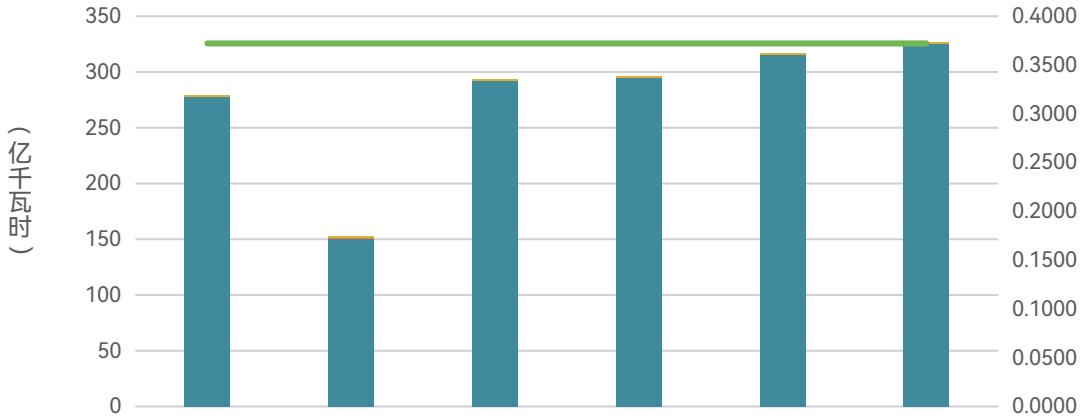


图9. 2026年上半年分电源类型中长期交易成交电量

1 年度交易

2026年，年度交易（标的为1-6月电量）共成交1657.6亿千瓦时，均价0.3721元/千瓦时。其中，年度双边协商交易成交电量1655.5亿千瓦时，均价0.3721元/千瓦时；年度挂牌交易成交电量2.1亿千瓦时，均价0.3728元/千瓦时；年度集中竞争交易成交电量0.01亿千瓦时，均价0.3720元/千瓦时。年度交易分月电量如图10所示。



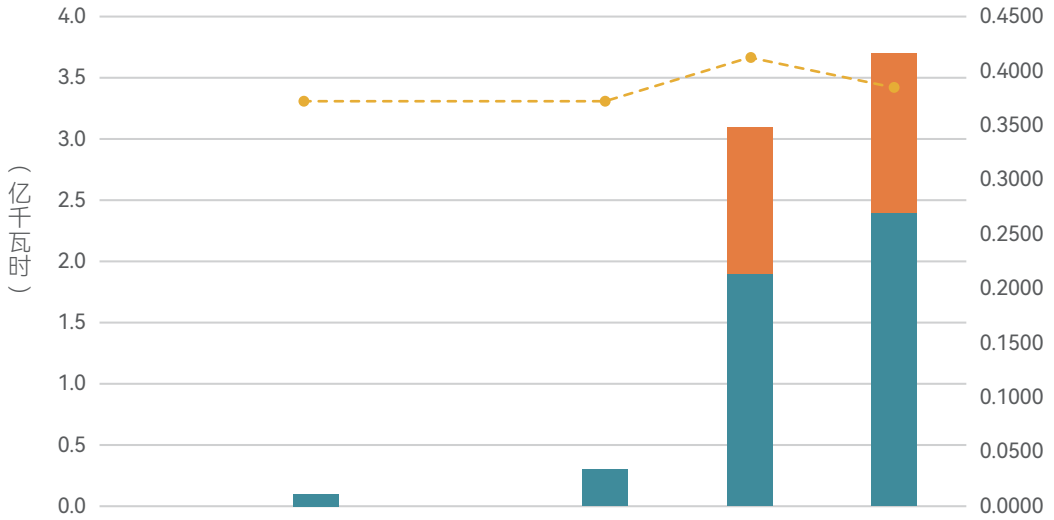
	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
年度双边	277.5	150.9	291.8	294.9	315.2	325.1
年度挂牌	0.5	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4
年度集中	0.002	0.001	0.002	0.002	0.002	0.002
成交均价	0.3721	0.3721	0.3721	0.3721	0.3721	0.3721

年度双边　年度挂牌　年度集中　成交均价

图10. 2026年上半年年度交易分月情况

2 多月交易

1-6月，多月交易累计成交电量7.2亿千瓦时（用电侧净合约电量6.4亿千瓦时），均价0.3959元/千瓦时。其中，多月双边协商交易共开展5次，累计成交电量4.7亿千瓦时，均价0.3721元/千瓦时；多月集中交易共开展29次，累计成交电量2.5亿千瓦时，均价0.4407元/千瓦时。



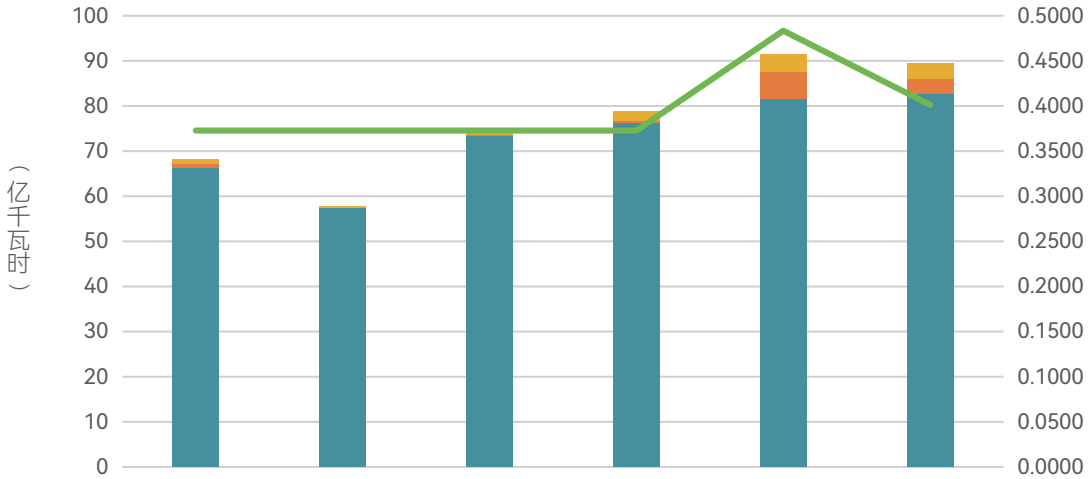
	1月	2月	3月	4月	5月	6月
多月双边	0.0	0.1	0.0	0.3	1.9	2.4
多月集中	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.3
成交均价	-	0.3720	-	0.3722	0.4124	0.3847

多月双边　多月集中　成交均价

图11. 2026年上半年多月交易情况

3 月度交易

1-6月，月度交易累计成交电量460.5亿千瓦时（用电侧净合约电量457.4亿千瓦时），均价0.4002元/千瓦时（图12）。其中，月度双边协商交易共开展6次，累计成交电量438.0亿千瓦时，均价0.3975元/千瓦时；月度集中竞争交易（典型曲线）共开展6次，累计成交电量10.6亿千瓦时，均价0.4563元/千瓦时；月度集中竞争交易（分时）共开展6次，累计成交电量11.9亿千瓦时，均价0.4488元/千瓦时。



	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月度双边	66.4	57.4	73.5	76.3	81.7	82.7
月度集中（典型曲线）	0.8	0.1	0.1	0.3	5.9	3.4
月度集中（分时）	0.9	0.4	1.2	2.2	3.8	3.4
成交均价	0.3728	0.3721	0.3725	0.3726	0.4834	0.4013

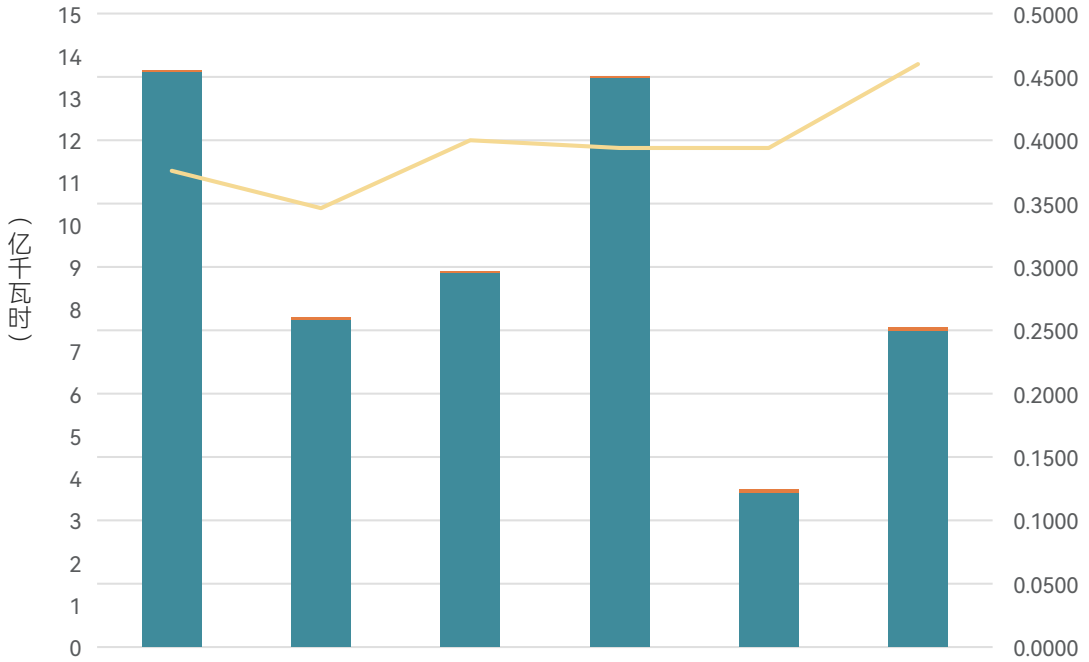
月度双边　月度集中（典型曲线）　月度集中（分时）　成交均价

图12. 2026年上半年月度交易情况

4 多日（周）交易

1-6月，多日分时集中竞争交易共开展83次，累计成交电量0.3亿千瓦时，均价0.3875元/千瓦时。

1-6月，周双边协商交易共开展183次，累计成交电量54.9亿千瓦时，均价0.3944元/千瓦时。



	1月	2月	3月	4月	5月	6月
周双边	13.613	7.752	8.852	13.482	3.658	7.500
多日分时集中	0.041	0.007	0.046	0.041	0.078	0.077
成交均价	0.3759	0.3464	0.4000	0.3939	0.3939	0.4601

周双边　多日分时集中　成交均价

图13. 2026年上半年周及多日交易情况

注：周、多日交易电量值相对较小，保留3位小数。

五 可再生绿电交易

1 省内交易

1-6月，省内绿电交易共成交39.7亿千瓦时（电能量固定价格的成交电量18.9亿千瓦时），电能量均价0.3763元/千瓦时，绿电环境价值均价0.0182元/千瓦时。其中：

年度绿电交易成交电量23.5亿千瓦时，广东侧电能量均价0.3722元/千瓦时，绿电环境价值均价0.0056元/千瓦时；

多月绿电交易成交电量1.0亿千瓦时，广东侧电能量均价0.3720元/千瓦时，绿电环境价值均价0.0025元/千瓦时；

月度绿电交易成交电量15.2亿千瓦时，广东侧电能量均价0.4002元/千瓦时，绿电环境价值均价0.0388元/千瓦时。

分电源类型来看，海上风电成交17.3亿千瓦时，陆上风电成交5.0亿千瓦时，集中式光伏成交17.4亿千瓦时，分布式光伏成交0.00015亿千瓦时。

2 跨省交易

1-6月，南方区域跨省“点对点”绿电交易共开展3次，广东侧总成交电量7.1亿千瓦时，其中：

广西送广东成交电量6.9亿千瓦时，广东侧电能量均价0.3914元/千瓦时，绿电环境价值均价0.0092元/千瓦时；

云南送广东成交电量0.2亿千瓦时，广东侧电能量均价0.3702元/千瓦时，绿电环境价值均价0.0019元/千瓦时。

1-6月，跨经营区“点对点”绿电交易共开展2次，广东侧总成交电量2.1亿千瓦时，其中：

5月组织的陕西、甘肃、宁夏、青海、新疆送广东成交电量1.956亿千瓦时，广东侧电能量均价0.3197元/千瓦时，绿电环境价值均价0.0048元/千瓦时；

6月组织的安徽送广东成交电量0.155亿千瓦时，广东侧电能量均价0.2582元/千瓦时，绿电环境价值均价0.0049元/千瓦时，输电权价格0.0256元/千瓦时。

六 现货市场交易

1 市场申报

1-6月，现货市场发电侧平均报价0.3139元/千瓦时。其中，煤电平均报价0.3892元/千瓦时，气电平均报价0.8177元/千瓦时，新能源平均报价-0.0350元/千瓦时。

2 市场出清

1-6月，发电侧日前市场总成交电量2942.5亿千瓦时，实时市场总成交电量2922.5亿千瓦时。日前市场加权均价0.4026元/千瓦时，每日均价最高0.6779元/千瓦时、最低0.0907元/千瓦时；实时市场加权均价0.4170元/千瓦时，每日均价最高0.9785元/千瓦时、最低0.0405元/千瓦时。从价格水平分布来看，日前和实时价格主要集中在0.2-0.6元/千瓦时。

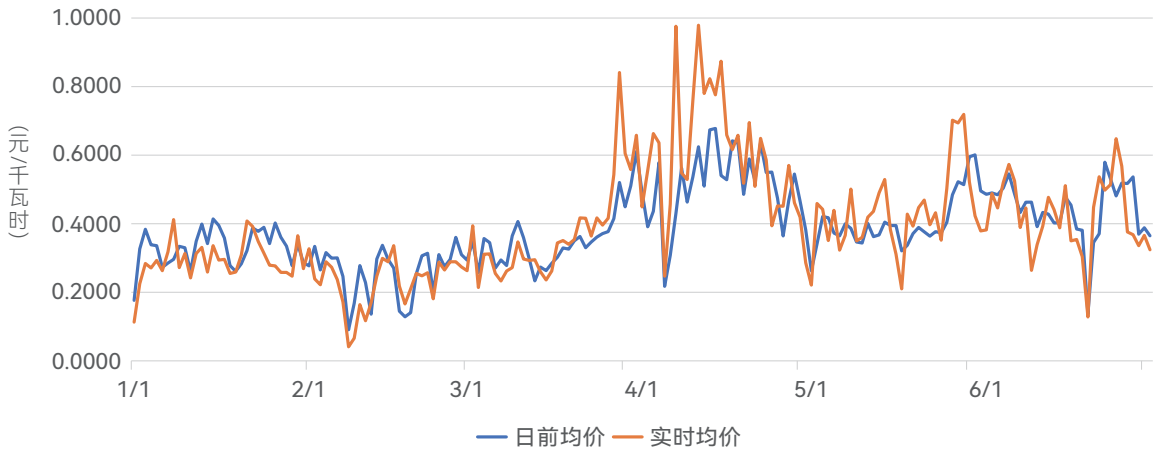


图14. 2026年上半年发电侧现货价格水平

分电源类型来看：

煤电日前市场成交电量1858.5亿千瓦时，均价0.4034元/千瓦时；实时市场成交电量1785.5亿千瓦时，均价0.4243元/千瓦时。

气电日前市场成交电量426.2亿千瓦时，均价0.5135元/千瓦时；实时市场成交电量435.1亿千瓦时，均价0.5580元/千瓦时。

新能源日前市场成交电量251.5亿千瓦时，均价0.2815元/千瓦时；实时市场成交电量283.7亿千瓦时，均价0.2675元/千瓦时。

独立储能及抽水蓄能日前市场成交充电（抽水）电量11.1亿千瓦时，放电（发电）电量9.5亿千瓦时，放电-充电（发电-抽水）平均价差0.2318元/千瓦时；实时市场成交充电（抽水）电量12.1亿千瓦时，放电（发电）电量9.7亿千瓦时，放电-充电（发电-抽水）平均价差0.2037元/千瓦时。

发电类虚拟电厂日前市场成交电量247.3万千瓦时，均价0.3317元/千瓦时；实时市场成交电量601.7万千瓦时，均价0.5777元/千瓦时。

七 需求响应交易

2026年上半年，日前邀约填谷需求响应交易共开展1次，交易标的为2月15-19日（春节期间）12-14时填谷电量，总填谷需求4500兆瓦，中标容量5045兆瓦，基准调用价格0.2976元/千瓦时。

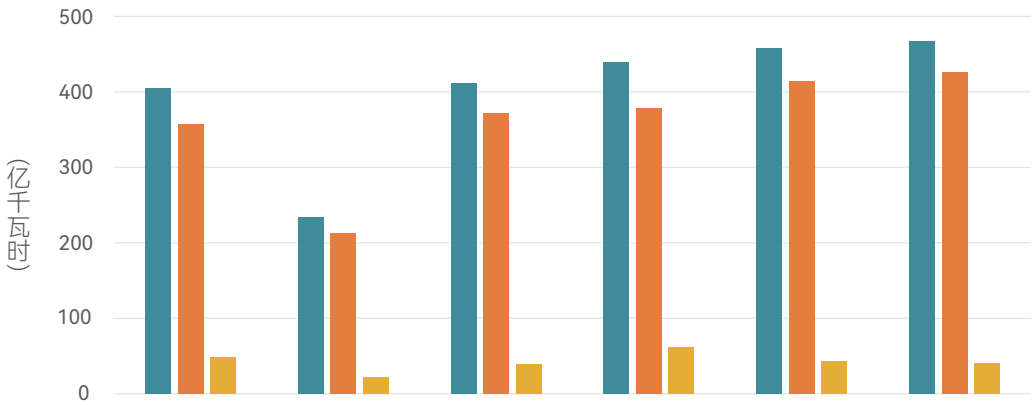
八 市场机组代理购电交易

1-6月，代理购电交易成交电量449.7亿千瓦时，其中，代理购电年度挂牌交易成交电量144.2亿千瓦时，代理购电月度挂牌交易成交电量305.5亿千瓦时。

1-6月，代理购电双边协商转让交易成交电量4.0亿千瓦时，均价0.3720元/千瓦时。

九 批发市场结算

2026年上半年，市场购电用户累计结算市场电量2413.0亿千瓦时，其中，中长期电量2158.6亿千瓦时，现货偏差电量254.4亿千瓦时（图15）。



	1月	2月	3月	4月	5月	6月
实际用电量	405.0	234.2	411.0	438.9	457.0	467.0
中长期电量	356.7	212.3	371.4	377.8	414.5	426.0
现货电量	48.3	21.9	39.6	61.1	42.5	41.0

■ 实际用电量 ■ 中长期电量 ■ 现货电量

图15. 2026年上半年市场直接交易结算电量

1 市场交易电源电能量结算

1-6月，市场交易电源总上网电量2879.3亿千瓦时，其中，基数电量占比7.5%，代购电量占比14.3%，中长期电量占比74.7%，现货偏差电量占比3.5%（图16）。

发电侧（市场交易电源）总电费1209.9亿元，总结算均价0.4202元/千瓦时。其中，基数电量电费占比7.4%，均价0.4151元/千瓦时；代购电量电费占比13.5%，均价0.3948元/千瓦时；中长期电量电费占比67.0%，均价0.3772元/千瓦时；现货偏差电量电费占比5.5%，均价0.6605元/千瓦时；分摊考核补偿电费占比6.6%，全电量均价0.0277元/千瓦时。

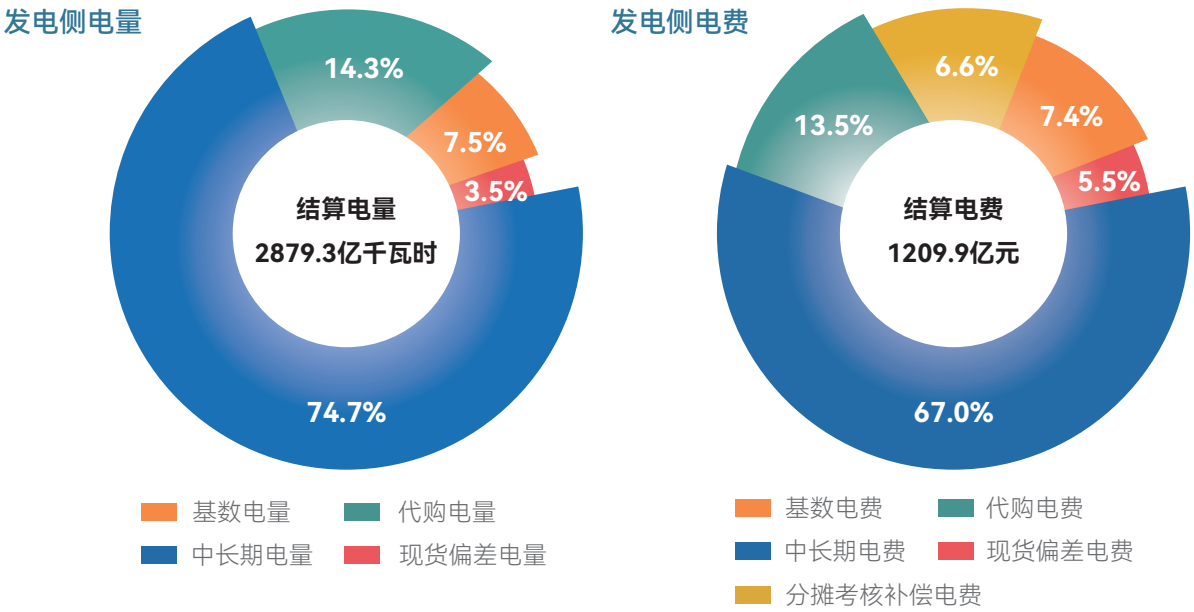


图16. 2026年上半年发电侧结算情况

注：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等。

分电源类型来看：

煤电上网电量1799.7亿千瓦时，结算电费700.4亿元，均价0.3892元/千瓦时；

气电上网电量446.3亿千瓦时，结算电费295.2亿元，均价0.6614元/千瓦时；

直接参与市场交易的新能源上网电量239.4亿千瓦时，结算电费64.4亿元，均价0.2690元/千瓦时[2]；

发电类虚拟电厂上网电量0.024亿千瓦时，结算电费0.0061亿元，均价0.2537元/千瓦时。

2 独立储能及抽水蓄能电能量结算

1-6月，参与市场交易的独立储能及抽水蓄能充电（抽水）电量共18.4亿千瓦时，结算均价0.3455元/千瓦时；放电（发电）电量共14.8亿千瓦时，结算均价0.4756元/千瓦时；放电-充电（发电-抽水）结算价差0.1301元/千瓦时。总结算电费0.64亿元[3]，其中，充放电能量电费0.70亿元，分摊考核补偿电费-0.06亿元。

仅参与电能量市场的独立储能及抽水蓄能充电（抽水）电量10.6亿千瓦时、结算均价0.3195元/千瓦时，放电（发电）电量8.1亿千瓦时、结算均价0.5189元/千瓦时，合计结算电费0.78亿元。参与电能量及调频市场的独立储能充电电量7.7亿千瓦时、结算均价0.3812元/千瓦时，放电电量6.7亿千瓦时、结算均价0.4228元/千瓦时，合计结算电费-0.14亿元。

[2]此处结算电费、结算价格未考虑机制电量差价结算费用。
[3]此处为电能量市场结算电费，不含辅助服务市场结算电费。

3 用电侧批发市场结算

1-6月，用电侧总结算电量2413.0亿千瓦时，其中，中长期电量占比89.5%，现货偏差电量占比10.5%。（图17）。

用电侧总电费904.7亿元，总结算均价0.3749元/千瓦时。其中，中长期合约电费占比90.0%，均价0.3772元/千瓦时；现货偏差电量电费占比7.8%，均价0.2772元/千瓦时；分摊考核补偿电费占比2.2%，全电量均价0.0082元/千瓦时。

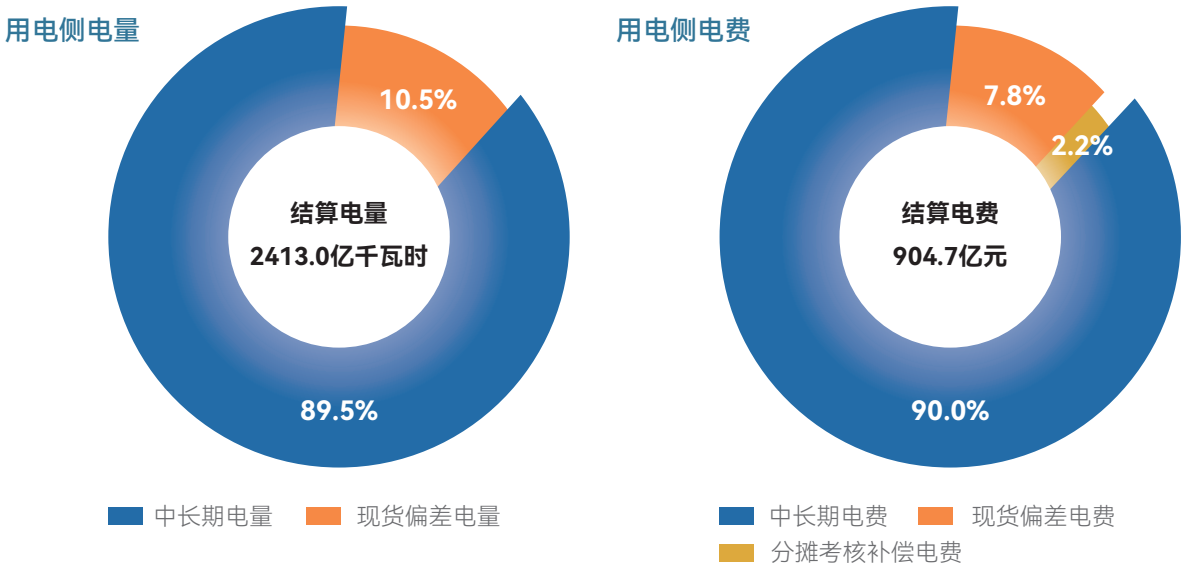


图17. 2026年上半年用电侧结算情况

注：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。

4 绿电环境价值结算

2026年上半年，绿电环境价值结算电量33.7亿千瓦时，其中风电占比52.6%、光伏占比47.4%，结算均价0.0197元/千瓦时。

表3. 2026年上半年绿电环境价值结算情况（单位：亿千瓦时、元/千瓦时）

新能源类型	结算电量	结算均价
风电企业	17.7	0.0219
光伏企业	16.0	0.0173
合计	33.7	0.0197

十 零售市场交易及结算

1 电能量零售交易及结算

2026年上半年，共有500家售电公司、118600家电力用户参与零售交易及结算[4]，零售交易电量2398.0亿千瓦时，占市场购电用户电量的99.4%。

零售用户电能量电费结算均价0.4074元/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0.0328元/千瓦时）。从各地市对比来看，东莞、深圳、广州等地用户平均平段结算电价最高，阳江、河源、揭阳等地用户平均平段结算电价最低，最高和最低之间相差0.0055元/千瓦时（图18）。

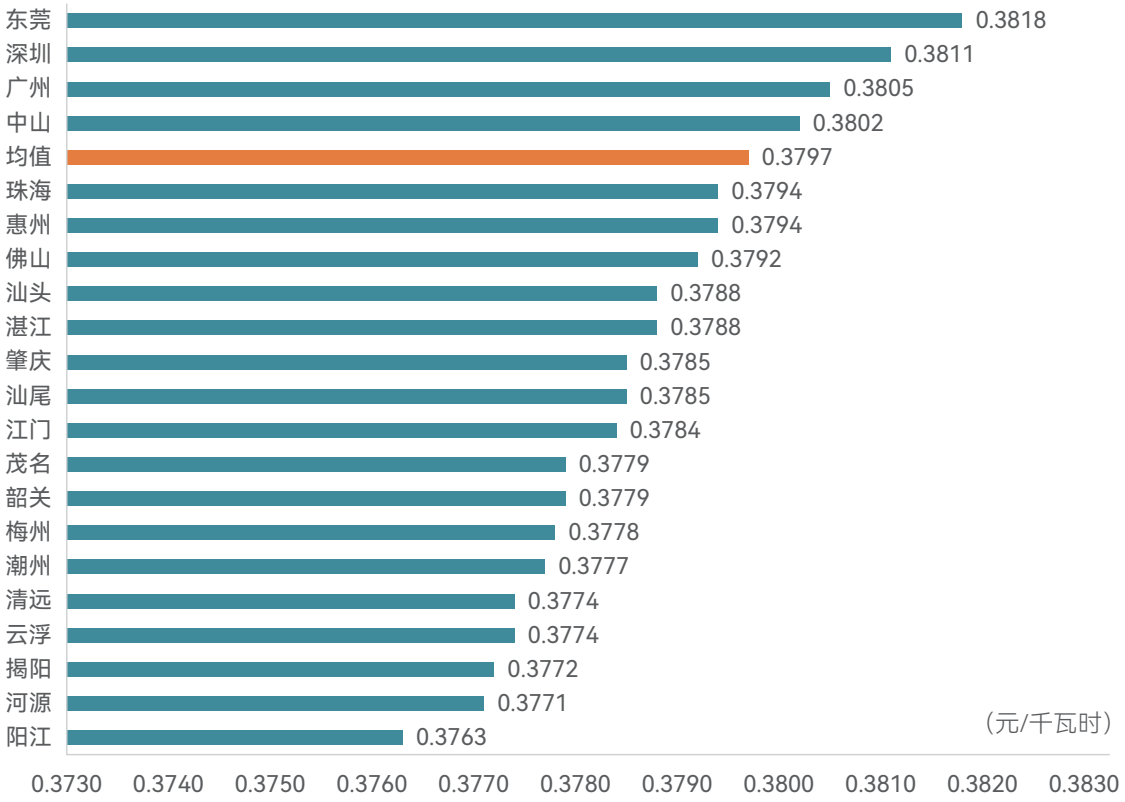


图18. 2026年上半年各地市用户平均合同平段结算电价对比（不含分摊）

售电公司平均度电获利0.0039元/千瓦时，其中202家累计盈利、298家累计亏损。各类售电公司零售交易情况如表4所示。

[4] 2026年上半年，5家电力用户先后参与零售市场交易、批发市场交易。

表4. 2026年1-6月零售交易及结算情况（单位：家、亿千瓦时、元/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	零售用户数量	零售用户数量占比	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	32	1372.5	57.2%	28856	24.4%	0.0326	0.3976	0.0066
电网背景	12	31.3	1.3%	613	0.5%	0.0317	0.4007	0.0045
独立背景	456	982.7	41.0%	86617	73.0%	0.0329	0.4207	0.0002
保底售电	-	11.5	0.5%	2514	2.1%	0.0486	0.4559	-
总计	500	2398.0	100.0%	118600	100.0%	0.0328	0.4074	0.0039

注：（1）零售电量为零售用户实际用电量；（2）零售用户度电单价、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；（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）承接保底售电业务的售电公司为3家，其代理保底用户量价费的不纳入原售电公司统计。

2 绿电零售交易及结算

2026年上半年，共有135家售电公司、1438家电力用户参与绿电零售交易及结算，总结算电量32.9亿千瓦时，绿电环境价值结算均价0.0097元/千瓦时。

十一 风险控制

1 履约风险管控

2026年上半年，持续强化售电公司履约风险管控，落实“逐日盯市”监测机制，累计对67家次触发红色预警的售电公司督促追加履约担保共计3316.55万元，并对4家存在重大履约风险的售电公司启动违约处置程序。截至6月30日，525家售电公司合计信用额度82.71亿元，其中履约担保覆盖的担保信用额度74.33亿元，根据信用评价等级赋予的无担保信用额度8.38亿元；按照履约风险评估模型进行动态量化评估，售电公司合计履约风险14.58亿元。售电公司信用占用度和预警情况如表5所示。

表5. 截至2026年6月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%	连续30个自然日超过80%	100%以上
预警情况	状况良好	蓝色预警	黄色预警	橙色预警	红色预警
售电公司数量	490	17	10	0	8

2 零售市场风险管控

2026年上半年，通过争议处理线上平台受理实名争议21宗，主要通过协调双方自行协商、召开协调会等方式对争议事项进行办理，协调办理20宗，依规移交政府有关部门处理1宗。

3 信用评价

2026年上半年，按月开展售电公司信用动态评价，截至6月底共有201家售电公司参与评价，其中AAA级46家、AA级77家、A级68家、B级3家、C级5家、D级2家。期间，1家售电公司因未按时支付交易服务费，按不良记录扣30分，信用等级由AA级下调至A级。

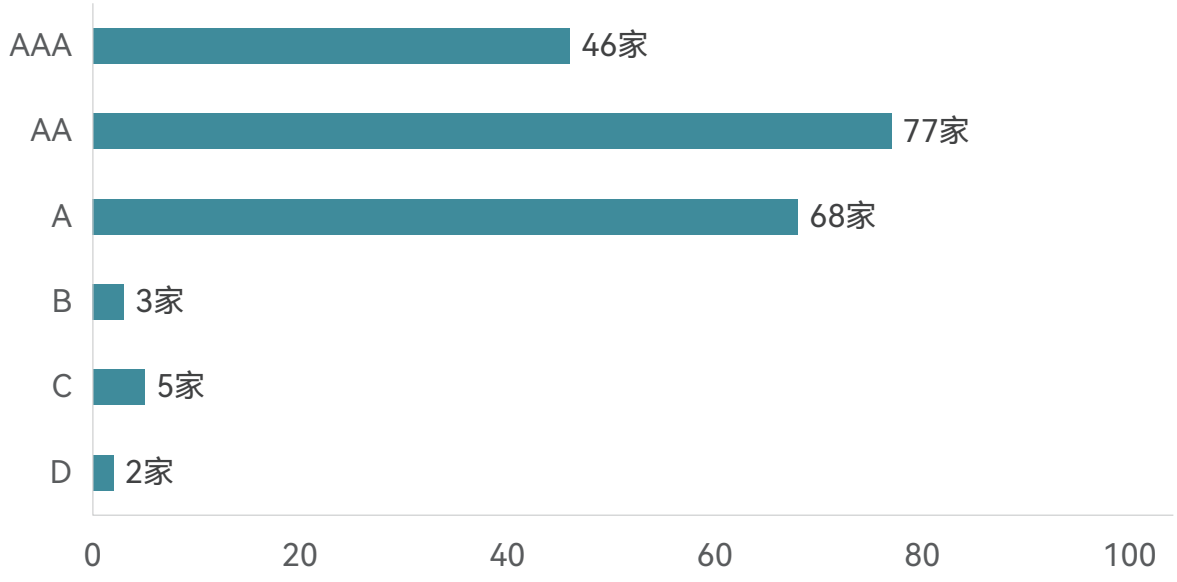


图19. 售电公司信用评价情况

02

2026年上半年工作情况

02 2026年上半年工作情况

2026年上半年，广东电力交易中心深入贯彻落实电力市场化改革的部署要求，广泛凝聚共识、压实责任，扎实推进市场机制完善，精心做好交易组织，稳步提升市场服务能力，坚决筑牢风险监测与管控，市场体系建设取得多项积极进展。

一 加快市场体系建设，拓宽机制改革纵深格局

一是健全省内市场关键机制，完善中长期交易分时上限设置，系统梳理市场全环节参数，编制发布《广东电力市场运行参数表》。

二是完善需求响应年度交易、调用交易等流程，春节期间开展填谷需求响应交易，丰富虚拟电厂、车网互动等新兴业态应用场景。

三是积极融入区域和全国统一电力市场建设，助力全国首笔输电权交易落地，作为受端省份通过云霄直流通道实现跨区输电资源市场化配置。

二 深化能源清洁转型，厚植低碳发展绿色优势

一是在南方区域内率先推出分时绿电交易，作为原有月度环境价值绿电交易的有益补充，实现绿电生产与消费的“小时级”精细化匹配及溯源，满足出口外向型企业的需求。

二是完善绿电绿证交易体系，修订发布省内绿电交易规则，增加绿电挂牌、绿电合同转让等品种，提升绿电交易灵活性。

三是进一步拓宽用户绿电购买渠道，做好跨电网经营区、南方区域跨省“点对点”绿电交易的省内承接，实现横跨东西、纵贯南北的大范围资源优化配置。

三 升级市场服务管理，全面增强服务效能

一是细化售电公司准入注册管理要求，创新应用“AI初筛+线上审核+线下核验”一体化审核模式，建立“年度核查+季度复查+动态监测”管理机制。

二是健全市场服务保障，上线新信息披露平台，实现市场信息集中化、规范化、精细化披露；优化坐席话务服务流程，进一步提升市场服务响应能力和服务体验。

三是加强市场宣传培训，精心组织开放日活动并邀请自媒体全程直播，制作政策解读等图文宣传，开展专题培训，组织交易员考试，多渠道、多形式深耕市场培育。

四 筑牢全面风控体系，稳住市场经营良好态势

一是落地市场风险防范处置机制，梳理构建14类典型风险情景，明确各类市场风险级别、处置措施及各方职责等内容，动态管控市场风险。

二是规范市场交易秩序，常态化开展中长期交易异常监测与处置，持续优化异常处置流程。

三是压实履约风险管控，对触发红色预警的售电公司及时督促追加履约担保，并对存在重大履约风险的4家售电公司启动违约处置程序，及时遏制风险扩散。

03

2026年下半年工作安排

03 2026年下半年工作安排

下半年，广东电力交易中心将持续砥砺奋进、真抓实干，围绕健机制、促协同、优服务、严合规的主线，广泛凝聚共识、压实责任，持续健全统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系，以更大担当和作为，纵深推动“十五五”电力市场建设高质量发展。

一 健全优化关键机制，增强市场改革发展动能

一是统筹谋划2027年市场关键机制，提前开展市场需求研判、规则衔接、系统准备等工作，支撑2027年中长期年度交易、零售合同签约、机制电量竞价有序开市。

二是全力支撑南方区域市场转正式运行，完善省内协同机制，确保南方区域与省内交易业务协同顺畅。

三是做好区域市场日前出清和可靠性机组组合分离的省内承接落实，推进负荷类虚拟电厂等“报量报价”参与现货交易。

二 聚焦转型升级拓局，实现绿电市场更好发展

一是配合推进省级账户存量水电绿证分配、机制电量绿证交易机制，做好新能源电价改革与绿电绿证的统筹协同，稳定省内绿电供需与价格。

二是升级绿电绿证服务模块，进一步做好绿电精准溯源核算，为绿电消费提供坚实的数据支撑与保障。

三是积极支持跨经营区绿电交易常态化开展，加强与统一电力市场建设的衔接，助力清洁能源在全国范围内高效流动和消纳。

三 深耕市场服务与运营管理，涵养良性市场生态

一是严管市场注册退出，运用AI技术优化海量新能源项目登记机制，增设移动端小程序渠道；优化售电公司审核流程，常态化开展持续满足注册条件核查。

二是全面优化电力交易客户端，推动零售平台与AI深度融合，实现电力市场服务向“好办、快办、易办”全面升级；推动数据要素供给服务平台实用化建设，打通数据获取、交付及使用链路。

三是强化售电运营管理，完善售电公司动态画像和异常行为监测处置；优化零售交易规则，推动零售套餐及交易的透明化、规范化。

四 全面抓实市场风险防控，筑牢市场有序运营根基

一是优化完善履约担保标准、评估模型及违约处置流程，切实提升履约风险识别、预警与处置能力。

二是正式应用市场中长期交易异常监测及处置预案，优化监测指标阈值和触发条件，编制市场异常行为监测与处置工作实施细则。

三是深化数字监管赋能，构建特色监测指标与场景，打造多层次数据校验机制，逐步推动全流程风险线上闭环管控。

附录1：2026年电力市场政策及规则文件

序号	发文名称	发文号	主要内容
1	国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知	发改价格〔2026〕114号	分类完善煤电、气电、抽蓄、新型储能容量电价机制；煤电容量电价回收固定成本比例不低于50%；首次建立电网侧独立新型储能容量电价机制；现货连续运行后建立可靠容量补偿机制。
2	国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见	国办发〔2026〕4号	2030年基本建成、2035年全面建成全国统一电力市场；提出主体一次报价、全国联合交易模式；健全现货、中长期、辅助服务、绿电、容量、零售市场体系；促进各类经营主体平等广泛参与市场。
3	国家发展改革委 国家能源局关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知	发改能源〔2026〕688号	在单用户绿电直连基础上扩展多用户绿电直连模式；明确投资与建设要求；细化运行管理要求；提出交易与价格机制等。
4	关于第四监管周期省级电网输配电价、区域电网输电价格及有关事项的通知	发改价格〔2026〕1077号	核定第四监管周期省级电网输配电价、区域电网输电价格，自2026年8月1日起执行。
5	国家发展改革委等部门关于印发《非化石能源电力消费核算指南（试行）》的通知	发改能源〔2026〕622号	对非化石能源电力消费的认定方式和核算方法做出了具体规定：明确省级、地市和电力用户非化石能源电力消费量的具体核算方法；明确物理认定、交易认定、分摊认定三种方式；提出进一步完善绿证配套制度，加快推动绿证市场建设。
6	可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法	国家发展和改革委员会令第42号	建立可再生能源消费最低比重目标制度；完善消纳责任权重制度；分区分档考核；8月1日起施行，强化绿电强制消费约束
7	关于印发《新型能源体系建设"十五五"规划》的通知	发改能源〔2026〕884号	"十五五"能源发展顶层规划；2030年风光装机占比超50%；新型储能装机达3亿千瓦；配电网承载9亿千瓦分布式新能源接入；需求侧响应能力达最大负荷5%
8	国家能源局关于印发《能源领域节能降碳行动计划（2026—2028年）》的通知	国能发规划〔2026〕45号	行动计划围绕能源产供储销用全链条作出系统部署，指出到2028年非化石能源消费比重力争年均提高1个百分点左右，其中提及要完善绿色能源消费促进机制。

序号	发文名称	发文号	主要内容
9	国家发展改革委 国家能源局关于在云霄直流开展输电权市场化交易的通知	发改体改〔2026〕734号	提出自2026年6月1日起，按照《云霄直流输电权市场化交易方案（暂行）》，以月度及以内交易起步，在云霄直流通道开展输电权市场化交易。
10	广东省能源局关于做好2026年电力市场年度交易工作的通知	粤能电力函〔2025〕349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。
11	关于广东电力市场2026年交易关键机制和参数的通知	广东交易〔2025〕271号	明确2026年广东电力市场交易相关核心机制与参数，包括准入、价格机制、零售交易模式等。
12	关于发布广东电力市场配套实施细则（2026年修订）的通知	广东交易〔2026〕32号	修订现货交易、中长期交易、结算、信息披露、市场注册五项配套细则。
13	关于印发《广东省可再生能源绿色电力交易规则（2026年）》的通知	广东交易〔2026〕109号	建立分时绿电交易机制，提出挂牌交易、合同协商转让交易等品种。
14	关于发布《广东电力中长期市场实施细则（2026年版）》的通知	广东交易〔2026〕152号	进一步规范中长期交易细则，新增绿电交易专章，强化分时电量约束，优化交易流程规范等。
15	关于发布《广东电力市场运行参数表》的通知	广东交易〔2026〕189号	明确涵盖中长期交易、现货交易、市场结算、零售市场及市场化需求响应等业务环节的运行参数。
16	关于发布跨省跨区电力应急调度广东电力市场衔接机制的通知	广东交易〔2026〕33号	落实跨省跨区电力应急调度管理办法，建立广东作为送出省和受入省的衔接机制。
17	关于发布南方区域跨省“点对点”及跨经营区送广东“点对点”中长期交易省内衔接事项的通知	广东交易〔2026〕169 号	明确了南方区域跨省“点对点”及跨经营区送广东“点对点”中长期交易场景下的省内衔接事项。
18	关于印发《广东电力市场风险防范与处置预案》《广东电力中长期市场异常交易行为监测与处置预案》的通知	广东交易〔2026〕148号	明确中长期市场异常行为监测与分级处置机制；构建14类典型风险情景，明确各类市场风险级别、处置措施及各方职责等内容。

附录2：2026年广东电力市场大事记

2026年2月

广东组织春节期间日前邀约填谷需求响应交易，交易标的时间为2月15日至19日的12时至14时，负荷类虚拟电厂交易单元及电力用户（自主）参与交易，总填谷需求合计为4500兆瓦，中标容量为5045兆瓦，基准调用价格为0.2976元/千瓦时。

2026年5月7日

广东首次参与南方区域内跨省绿电“点对点”交易，省内31家经营主体首次通过跨省点对点交易方式采购西部清洁绿电，成交电量2.18亿千瓦时。

2026年5月25日

广东在南方区域范围内首次开展分时绿电交易，成交电量257万千瓦时，满足了“小时级”溯源匹配的精细化需求。

2026年6月11日

广东作为受端省份成功参与全国首笔输电权市场化交易，通过云霄直流通道，首次实现跨区输电权市场化配置。24家省内主体共成交1546.8万千瓦时，绿证价格0.0049元/千瓦时，输电权价格为0.0256元/千瓦时。