

云南电力市场 2018 年运行分析 及 2019 年市场预测

昆明电力交易中心有限责任公司

2019 年 1 月

目 录

前 言.....	I
第一章 2018 年发用电情况.....	1
1.1. 发电侧.....	1
1.2. 用电侧.....	2
第二章 2018 年省内市场化交易情况.....	4
2.1. 整体情况.....	4
2.2. 年度交易情况.....	9
2.3. 月度交易情况.....	11
2.3.1. 月度双边协商交易.....	11
2.3.2. 月度双边协商补充交易.....	13
2.3.3. 月度集中撮合交易.....	15
2.3.4. 月度连续挂牌交易.....	18
2.3.5. 月度增量挂牌交易.....	21
2.3.6. 双边协商互保交易.....	23
2.3.7. 事后合约转让交易.....	25
2.4. 日前电量交易.....	27
2.5. 售电公司交易情况.....	30
2.6. 分电源类型成交情况.....	32
2.7. 分地区交易情况.....	33
2.8. 市场运行特点分析.....	34
2.9. 存在的主要问题.....	36
第三章 2018 年西电东送市场化交易情况.....	40
3.1. 整体情况.....	40
3.2. 跨省跨区交易机制建设.....	41
3.3. 跨省跨区月度交易情况.....	45
第四章 2019 年电力供需预测.....	47

4.1. 宏观经济形势预测.....	47
4.2. 省内用电需求预测.....	49
4.3. 西电东送计划安排.....	49
4.4. 境外送电需求预测.....	50
4.5. 发电能力分析.....	50
第五章 2019 年市场化交易预测.....	53
5.1. 省内市场化交易预测.....	53
5.2. 省内市场运行特点分析.....	53

前 言

2018 年，云南电力市场平稳向好。全年省内交易电量 851 亿千瓦时，同比增长 21%，省内市场均价每千瓦时 0.177 元，电量稳步增长，电价保持稳定。市场化电量占云南电网公司省内售电量的 62.8%，占大工业电量的 96.1%，继续位居全国前列。通过合理释放改革红利，促进省内主要用电行业平均开工率达到 61.4%，同比增长 3.2 个百分点。跨省跨区“计划+市场”交易机制日益成熟，全年西电东送电量 1380 亿千瓦时，同比增长 11%，较年度计划增送 265 亿千瓦时，其中通过市场化交易机制成交电量 150 亿千瓦时。电力行业实现规模以上工业增加值增速 18.3%，依然是拉动工业经济增长的重要动力。

2018 年也是云南电力市场化改革的第一个五年。五年来，云南电力市场化改革做到了蹄疾步稳，市场在资源配置中的作用不断增强，呈现出“稳中有进，三稳三进”的显著特点。“三稳”方面，一是政策“稳”，政府做到“监管不干预，协调不命令，引导不强制”，未出现市场干预或中止情况。二是价格“稳”，坚持由市场发现价格，价格信号准确反映了供需变化。三是机制“稳”，云南电力市场形成“中长期交易为主，日前短期交易为补充”“激励机制”“基准电价+浮动机制”“交易行为评价”等一系列好的经验和做法，得到国家发改委、国家能源局的高度肯定和推广，

各方共同维护诚信经营的良好市场环境，市场参与感、获得感深入人心。“三进”方面，一是电量“进”一步增长。五年来，累计交易电量 2642 亿千瓦时，云南省发、用电量在市场的带动下连续两年增速超过 10%，形成“电量稳步增长，电价保持平稳”的良性循环。二是市场“进”一步活跃。五年来，市场注册主体数量增长 3 倍多，各方对云南电力市场的信心表现强劲，愿意参与到市场竞争中来。三是服务“进”一步提升。五年来，“以市场主体为中心”的服务体系不断完善，建立“两端一微一网”线上服务渠道，所有交易业务全部实现网上“一站式”办理，市场主体“一次都不跑”，昆明电力交易中心在 2018 年第三方客户满意度测评中得分高达 91.75 分，优质服务得到市场主体的广泛认可。

2019 年，云南电力市场充满诸多挑战。一是电力供应正处于“全年富余”向“枯期紧张，汛期富余”转变的过程中，省内、省外用电市场快速变化，需要审慎研判、妥善应对。二是清洁能源消纳压力依然很重，市场化交易、水火同台竞价、清洁能源消纳等机制相互交织，需要根据供需形势变化协调用好、用足各项措施，共同促进清洁能源消纳。三是跨省跨区交易快速发展，云贵水火置换、贵州购云电、滇粤水火置换、市场化赠送广东、滇桂水火置换等交易模式多样，价格机制各不相同，需要妥善推动省内、省外两个市场协调发展。四是水电铝、水电硅项目正在快速布局推进，需要密切跟踪落实，做好各项交易服务工作。五是全面放开一般工

商业进入市场，对主体注册、交易组织、交易结算等业务都提出更大挑战。六是电力现货市场建设提上日程，需要提前做好中长期与现货交易的衔接。七是随着市场的不断发展，市场主体对信息公开、优质服务提出了更高要求。

2019 年，面对上述风险和挑战，昆明电力交易中心将严格按照改革文件要求和《2019 年云南电力市场化交易实施方案》开展工作。预计全年市场化交易电量将超过 900 亿千瓦时，力争达到 1000 亿千瓦时，全年市场价格保持稳定，不出现大的价格波动和市场干预、市场中止。配合广州电力交易中心进一步完善跨省跨区市场化交易机制，完善价格形成机制，促进云南电力资源在更大范围的优化配置，实现全年弃水电量低于 2018 年。根据水电铝、水电硅项目建设和投产进度，主动做好主体注册、规则培训的交易服务。推进绿色能源数据中心、绿色能源交易中心建设相关工作，为云南省打造世界一流的“绿色能源牌”作出更大贡献。

第一章 2018 年发用电情况

1.1. 发电侧

装机方面，2018 年云南电网新增装机 540 万千瓦，主要为苗尾、大华桥、黄登、里底、乌弄龙等水电厂以及风电和光伏等新能源投产。截至 2018 年底，云南省全口径装机容量 9245 万千瓦，其中纳入省调平衡装机容量 7740 万千瓦（水电 5342 万千瓦，占总装机的 69%；火电 1240 万千瓦，占总装机的 16%；风电 848 万千瓦，占总装机的 11%；光伏 310 万千瓦，占总装机的 4%），地调调管电源装机容量 1186 万千瓦，并入国家电网的向家坝右岸电厂装机容量 320 万千瓦。

来水方面，2018 年一季度澜沧江来水较多年平均水平偏枯 1 成，长江流域金沙江来水较多年平均水平偏丰 1 成，其余支流来水偏枯 2 成-偏丰 3 成；二季度澜沧江偏枯 3 成左右，长江流域金沙江偏枯 1 成，其余支流偏枯 3 成-偏丰 3 成；三季度澜沧江偏丰 1-2 成，长江流域金沙江偏丰 3-4 成，其余支流偏枯 0-4 成；四季度澜沧江与多年同期平均水平基本持平，长江流域金沙江偏丰 3 成，其余支流偏枯 3 成-偏丰 3 成。

2018 年年初，全网水电蓄能 217 亿千瓦时，汛前综合发输变电设备检修以及送电通道能力，有序合理安排水位消落及发电，上半年水电发电运行平稳，各大水库水位消落有序，5 月底小湾、糯扎渡电厂水库水位分别消落至 1166 米、767

米附近，其他水库水位也基本消落至死水位或汛限水位附近，各水库共腾出库容 328 亿立方米，全网蓄能较年初下降 200 亿千瓦时，为汛期全力消纳清洁能源打好坚实基础。12 月底，小湾、糯扎渡水位分别为 1239.28 米、809.68 米，全网水电总蓄能为 296.7 亿千瓦时。

发电方面，2018 年，全网统调累计发电量 2804.53 亿千瓦时，同比增长 12.83%。其中，以水电为主的清洁能源发电量 2595.84 亿千瓦时，同比增长 11.90%（水电 2344.13 亿千瓦时，同比增长 11.15%；风电 219.29 亿千瓦时，同比增长 18.86%；光伏 32.42 亿千瓦时，同比增长 23.14%），清洁能源发电量占比 92.56%；火电发电量 208.69 亿千瓦时，同比增长 25.89%。

1.2. 用电侧

省内方面，2018 年，云南省全社会用电量 1679.1 亿千瓦时，同比增长 9.2%，其中：第一产业用电量 13.49 亿千瓦时，同比增长 23.51%；第二产业用电量 1216.11 亿千瓦时，同比增长 8.73%；第三产业用电量 217.58 亿千瓦时，同比增长 9.72%；城乡居民生活用电量 231.89 亿千瓦时，同比增长 10.23%。比南方五省区全社会用电量增速（8.3%）高 0.9 个百分点，增速列南方五省区第二位。

2018 年，云南电网公司省内售电量 1356.35 亿千瓦时，

同比增长 11.96%。

西电东送方面，2018 年，云南省西电东送电量 1380.5 亿千瓦时，同比增长 11.13%，比年度计划赠送 265.03 亿千瓦时。

云南电网公司完成西电东送电量 1051.63 亿千瓦时，同比增长 6.59%，比年度计划赠送 156.53 亿千瓦时。其中送广东 917.78 亿千瓦时，同比增长 7.31%，比年度计划赠送 152.68 亿千瓦时；送广西 133.85 亿千瓦时，同比增长 1.92%，比年度计划赠送 3.85 亿千瓦时。

溪洛渡送广东电量 328.87 亿千瓦时，同比增长 28.66%，比年度计划赠送 108.5 亿千瓦时。

送境外方面，2018 年越南电力系统进口及生产电量为 2129 亿千瓦时，超出计划 24 亿千瓦时，同比增长 10.36%。受老挝北部南乌江、南康河梯级水电站相继投产后当地电力供大于求影响，老方 2018 年无购电。

2018 年，境外送电量完成电量 18.5 亿千瓦时，同比增长 28.47%；其中送越南 17.24 亿千瓦时，同比增长 30.36%；送老挝 0 亿千瓦时，同比减少 99.92%；送缅甸 1.26 亿千瓦时，同比增长 49.75%。

第二章 2018 年省内市场化交易情况

2018 年，昆明电力交易中心按照省工业和信息化委、省发展改革委、省能源局联合下发的《关于印发 2018 年云南电力市场化交易实施方案的通知》（云工信电力〔2017〕655 号）（下称《方案》），组织开展了年度、月度、日前电力市场化交易 589 场次，包括年度双边协商交易、月度双边协商交易、集中撮合交易、连续挂牌交易、增量挂牌交易、补充双边交易、西电东送框架协议内电量分配、日前电量交易及事前双边互保、事后合约转让交易等。

2.1. 整体情况

2018 年，市场整体放开程度与 2017 年基本一致，用户侧放开符合国家产业政策、环保安全、节能减排要求的全部专变工业用户（执行大工业电价的电量）；电厂侧放开纳入省调电力电量平衡的风电场、光伏电厂、火电厂、2004 年 1 月 1 日后投产由总调调度、省调调度、省地共调水电厂。

截至 2018 年 12 月底，共 7662 家市场主体完成市场准入。电厂方面，共 443 家电厂完成市场准入，其中，水电 202 家，风电 153 家，光伏 77 家，火电 11 家，合计装机 7366.4 万千瓦；用户方面，共 7109 家电力用户完成市场准入；售电公司方面，共 110 家售电公司完成市场准入。

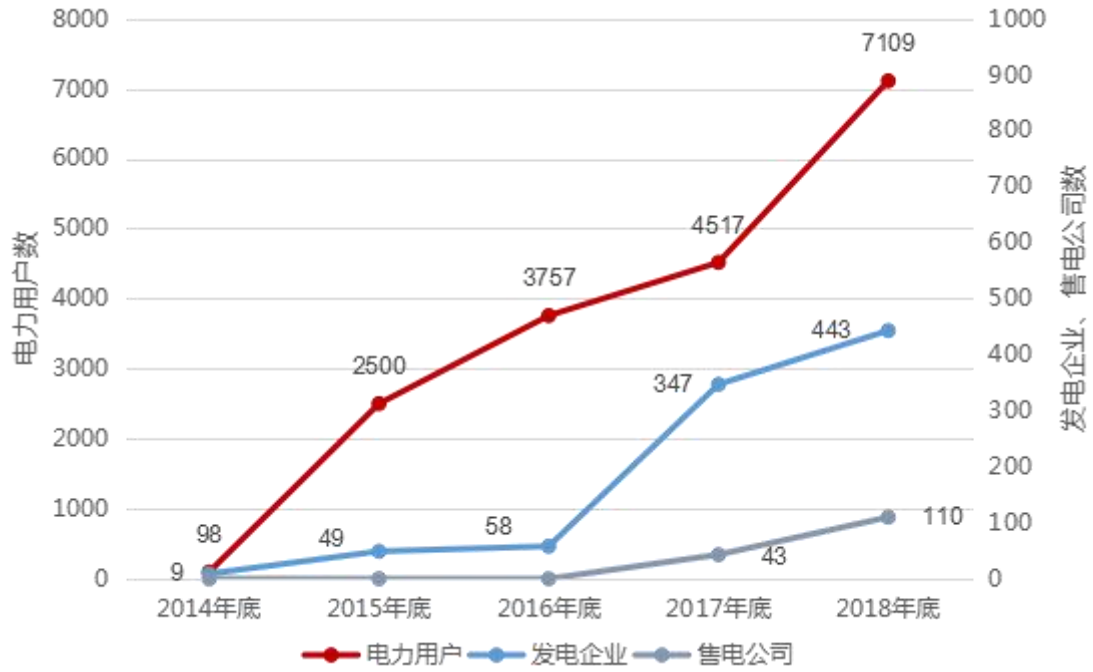


图 2-1 云南电力市场注册主体数量持续增长

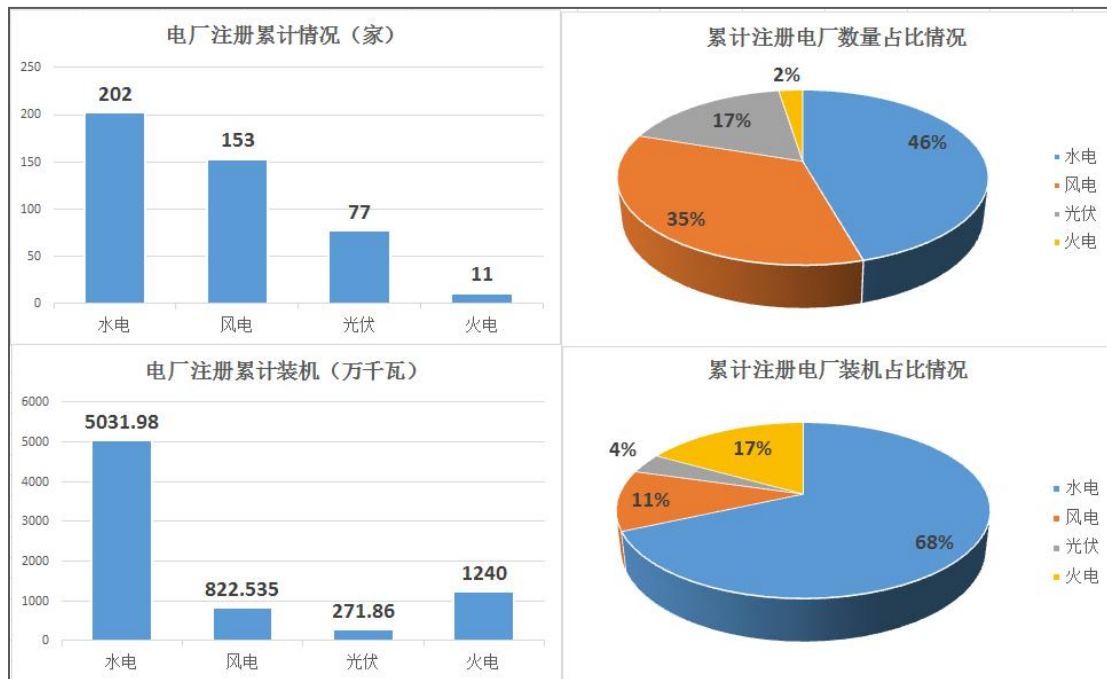


图 2-2 2018 年 12 月底云南电力市场电厂注册情况

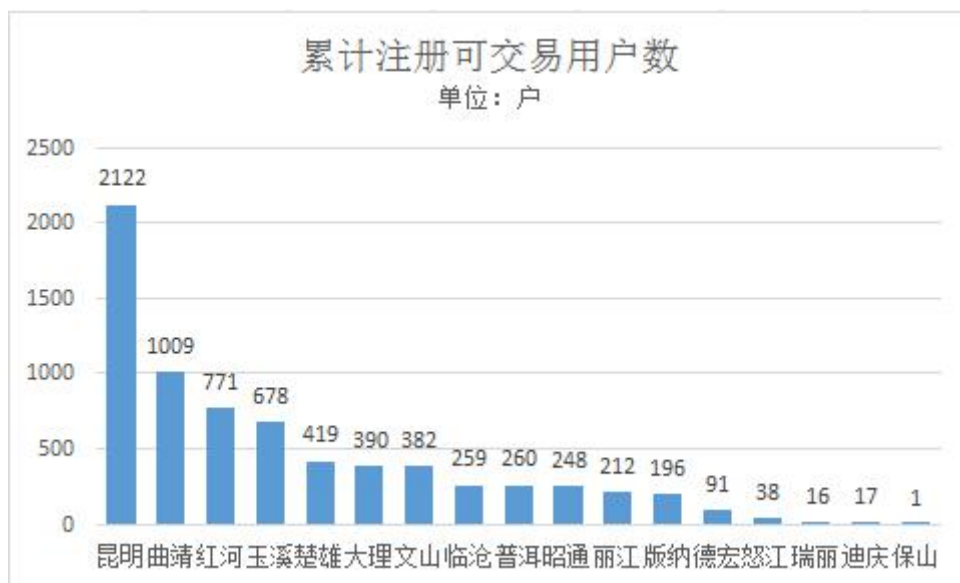


图 2-3 2018 年 12 月底云南电力市场用户注册情况

除部分电量较小、对电价不敏感的小微用户自主选择暂不参与交易外，其他大工业用户均参与了电力市场化交易，全年共成交电量 850.99 亿千瓦时，同比增长 21.03%，占全省大工业用电量的 94.67%，占全部用电量的 62.74%。

表 2-1 2018 年云南电力市场化交易电价统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
售方平均价格	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220

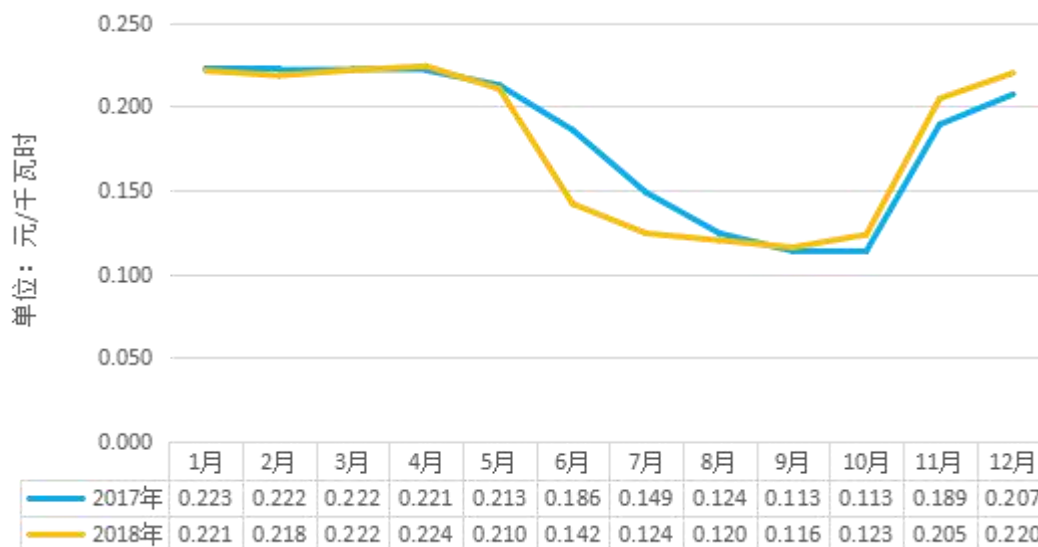


图 2-4 2018 年云南电力市场化交易成交电价统计

2018 年云南电力市场化交易成交价格整体处于合理区间，售方平均成交价每千瓦时 0.177 元。在 1 至 4 月的枯期，售方平均成交价在每千瓦时 0.221 元左右；进入 5 月，部分水电厂来水增加，电力供应能力有所增强，5 月售方平均成交价每千瓦时 0.21 元；进入 6 月，随着各流域来水持续增加，大部分水电厂供应能力增加，6 月售方平均成交价每千瓦时 0.142 元；进入 7 月，随着主汛期的全面到来，水电发电能力大幅增加，部分调节能力差的电厂开始弃水，市场价格继续下降，在汛期的 7 至 10 月，售方平均成交价维持在每千瓦时 0.116 至 0.124 元；进入 11 月，随着枯期来水的持续减退，全网水电发电能力大幅降低，售方平均成交价回升至每千瓦时 0.205 元，并于 12 月进一步回升至每千瓦时 0.22 元。

从交易周期来看，年度、月度、日前交易电量比例为 46.78%、52.06%、1.16%。其中，年度主要开展双边协商交易，成交电量 398.11 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.17851 元；月度主要开展双边协商、集中撮合、连续挂牌、增量挂牌交易，成交电量 443 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.17569 元；日前开展电量交易，共成交电量 9.88 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.20218 元。

表 2-2 2018 年云南电力市场化交易成交电量统计（分周期）（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
市场化电量	850.99	70.04	56.40	68.31	68.40	69.40	68.44	71.19	73.94	75.26	76.74	76.24	76.63
占全省电量比例	62.7%	58.6%	48.2%	74.4%	63.6%	64.4%	61.9%	65.8%	64.4%	63.3%	65.8%	61.9%	63.6%

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
其中：年度交易	398.11	33.28	27.28	28.05	28.51	30.66	34.38	36.02	38.20	37.86	38.01	33.47	32.40
月度交易	443.00	35.08	27.68	39.09	38.25	37.55	33.53	35.13	35.74	37.40	38.51	41.80	43.24
日前交易	9.88	1.68	1.45	1.17	1.64	1.20	0.52	0.03	0.00	0.01	0.22	0.97	0.99

表 2-3 2018 年云南电力市场化交易成交电价统计（分周期）（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
市场成交电价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220
其中：年度交易	0.179	0.217	0.217	0.220	0.219	0.213	0.137	0.136	0.137	0.137	0.137	0.206	0.214
月度交易	0.176	0.226	0.221	0.223	0.228	0.209	0.147	0.112	0.102	0.095	0.110	0.203	0.225
日前交易	0.202	0.194	0.193	0.229	0.230	0.192	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.217	0.207

从交易品种来看，年度双边交易成交电量 398.11 亿千瓦时，占全部交易电量的 46.78%，平均成交价每千瓦时 0.17851 元；月度双边交易成交电量 425.72 亿千瓦时，占全部交易电量的 50.03%，平均成交价每千瓦时 0.17432 元；集中撮合交易成交电量 6.49 亿千瓦时，占全部交易电量的 0.76%，平均成交价每千瓦时 0.21540 元；挂牌交易成交电量 10.79 亿千瓦时，占全部交易电量的 1.27%，平均成交价每千瓦时 0.20583 元；日前交易成交电量 9.88 亿千瓦时，占全部交易电量的 1.16%，平均成交价每千瓦时 0.20218 元。

表 2-4 2018 年云南电力市场化交易成交电量统计（分品种）（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
市场化电量	850.99	70.04	56.40	68.31	68.40	69.40	68.44	71.19	73.94	75.26	76.74	76.24	76.63
占全省电量比例	62.7%	58.6%	48.2%	74.4%	63.6%	64.4%	61.9%	65.8%	64.4%	63.3%	65.8%	61.9%	63.6%
其中：年度双边交易	398.11	33.28	27.28	28.05	28.51	30.66	34.38	36.02	38.20	37.86	38.01	33.47	32.40
月度双边交易	425.72	31.25	25.68	37.44	35.47	35.89	32.03	34.94	35.35	37.23	38.29	40.24	41.91
集中撮合交易	6.49	1.33	1.15	0.92	1.28	0.53	0.14	0.13	0.17	0.14	0.03	0.39	0.28
挂牌交易	10.79	2.50	0.85	0.73	1.50	1.12	1.36	0.06	0.22	0.04	0.19	1.17	1.05

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
日前交易	9.88	1.68	1.45	1.17	1.64	1.20	0.52	0.03	0.00	0.01	0.22	0.97	0.99

表 2-5 2018 年云南电力市场化交易成交电价统计（分品种）（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
市场成交电价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220
其中：年度双边交易	0.179	0.217	0.217	0.220	0.219	0.213	0.137	0.136	0.137	0.137	0.137	0.206	0.214
月度双边交易	0.174	0.226	0.223	0.223	0.227	0.209	0.146	0.112	0.102	0.095	0.110	0.202	0.225
集中撮合交易	0.215	0.227	0.213	0.224	0.231	0.218	0.169	0.130	0.130	0.130	0.130	0.219	0.222
挂牌交易	0.206	0.225	0.180	0.229	0.228	0.217	0.162	0.120	0.062	0.044	0.116	0.217	0.223
日前交易	0.202	0.194	0.193	0.229	0.230	0.192	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.217	0.207

2.2. 年度交易情况

2018 年全年，共有 124 家电力用户（售电公司）与 102 家电厂签订了年度双边合同，涉及合同 2003 份，合计初始成交电量 407.82 亿千瓦时。

根据《方案》，所有的年度双边初始成交电量必须在每月交割之前通过调度机构安全复核后才能执行。受部分电厂来水达不到预期等因素影响，2018 年通过安全复核的年度双边合同电量 398.11 亿千瓦时，较初始成交电量减少 9.7 亿千瓦时。市场主体在签订 2018 年年度双边合约时，统筹考虑的是全年的发用电及电力供需情况，全年年度双边交易成交电量占市场化成交电量没有较大浮动，维持在 40%~52%内，并呈现出汛期占比高于枯期占比的特点。

表 2-6 2018 年年度双边协商交易成交电量统计（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
市场化成交电量	850.99	70.04	56.40	68.31	68.40	69.40	68.44	71.19	73.94	75.26	76.74	76.24	76.63

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
年度双边成交电量	398.11	33.28	27.28	28.05	28.51	30.66	34.38	36.02	38.20	37.86	38.01	33.47	32.40
年度双边占比	46.8%	47.5%	48.4%	41.1%	41.7%	44.2%	50.2%	50.6%	51.7%	50.3%	49.5%	43.9%	42.3%

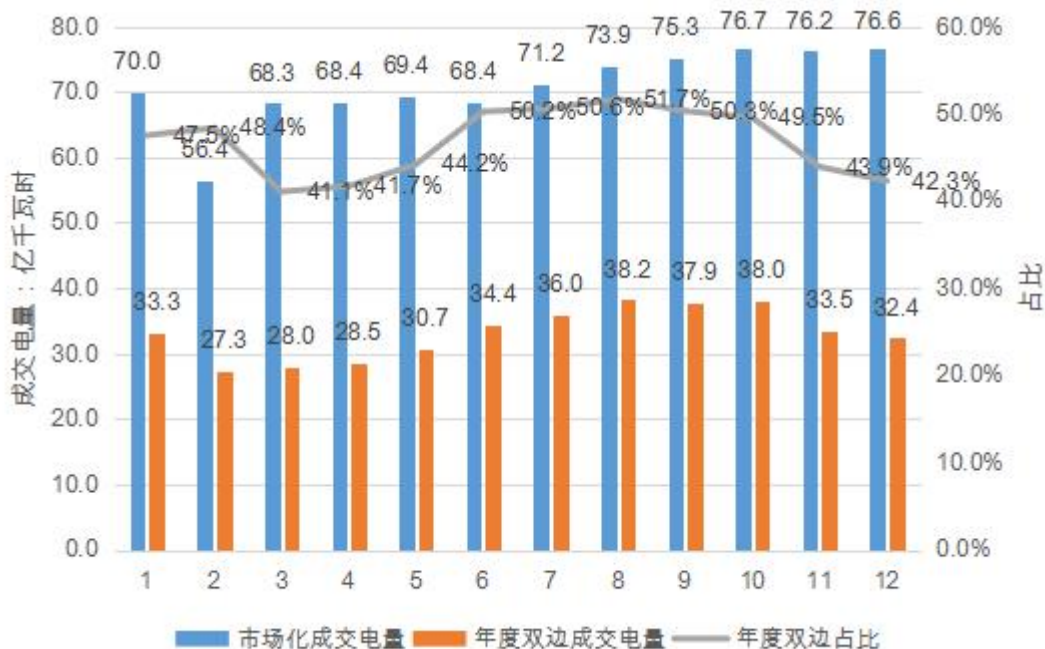


图 2-5 2018 年年度双边协商交易成交电量统计

根据《方案》，年度双边合同成交电价在分月电量交割之前可自行协商修改，部分市场主体通常在签订年度双边合同时共同约定以月度集中撮合交易平均成交价作为参考，上下浮动一定的比例作为最终的成交价。2018 年，年度双边合同售方初始平均成交价每千瓦时 0.17858 元，最终平均成交价每千瓦时 0.17851 元，每千瓦时较初始成交价降低 0.007 分，每千瓦时较月度市场平均成交价高 0.00106 元。

表 2-7 2018 年年度双边协商交易成交电价统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
初始成交价	0.179	0.217	0.217	0.220	0.220	0.213	0.137	0.136	0.137	0.137	0.137	0.206	0.214
最终成交价	0.179	0.217	0.217	0.220	0.219	0.213	0.137	0.136	0.137	0.137	0.137	0.206	0.214

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
市场平均成交价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220

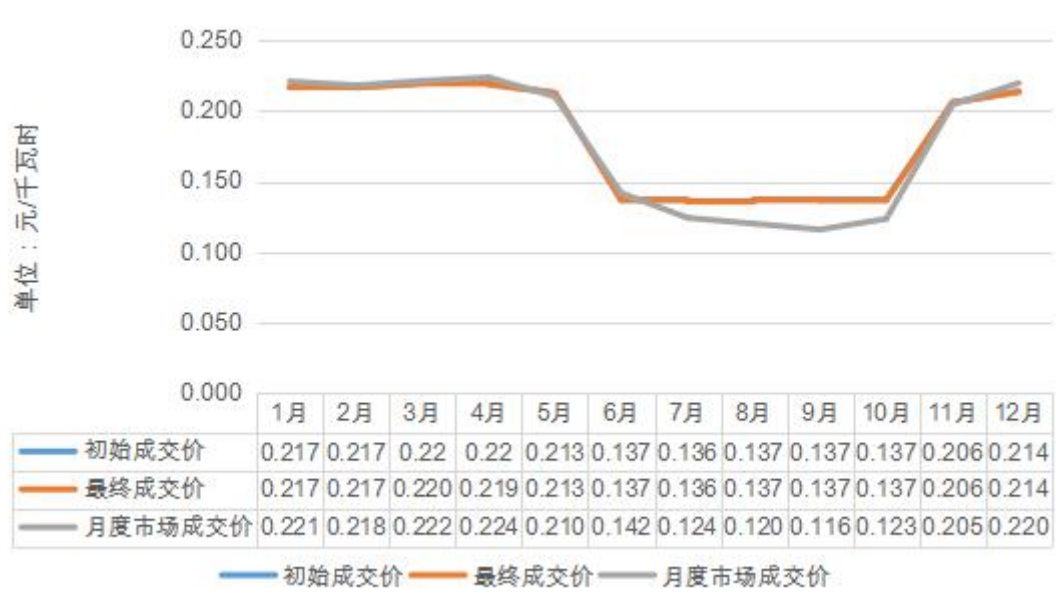


图 2-6 2018 年年度双边协商交易成交电价统计

2.3. 月度交易情况

2018 年，昆明电力交易中心按照《方案》，按月组织开展了月度双边协商交易、西电东送框架协议内电量分配、月度集中撮合交易、连续挂牌交易、增量挂牌交易、补充双边交易、事前双边互保以及事后合约转让交易。

2.3.1. 月度双边协商交易

2018 年的月度双边协商交易相较于 2017 年更加灵活。双边协商交易可以提前锁定成交电量、电价，在电量交割前还可共同协商修改成交电价。同时在签订月度双边合同时，不仅能签订下个交割月的电量、电价，还能签订后续多个交割月的电量、电价，为没有来得及参与年度双边协商交易的市场主体也提供了提前锁定电量、电价的途径。2018 年，共

有 752 家电力用户（售电公司）与 260 家电厂签订了月度双边协商交易，涉及合同 7825 份，初始协商电量 338.17 亿千瓦时，经过安全校核后，最终成交电量 333.28 亿千瓦时，售方平均成交价每千瓦时 0.16911 元。

表 2-8 2018 年月度双边协商交易成交电量统计（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
市场化成交电量	851.0	70.0	56.4	68.3	68.4	69.4	68.4	71.2	73.9	75.3	76.7	76.2	76.6
双边交易合计	823.8	64.5	53.0	65.5	64.0	66.6	66.4	71.0	73.6	75.1	76.3	73.7	74.3
其中：年度双边交易	398.1	33.3	27.3	28.0	28.5	30.7	34.4	36.0	38.2	37.9	38.0	33.5	32.4
月度双边协商交易	333.3	12.5	21.1	27.7	28.7	29.0	28.3	30.1	32.2	32.6	33.7	24.6	32.7
补充双边交易	92.4	18.8	4.5	9.7	6.7	6.9	3.8	4.8	3.1	4.6	4.6	15.7	9.2
月度双边协商占双边交易比例	40.5%	19.3%	39.9%	42.3%	44.9%	43.6%	42.6%	42.5%	43.8%	43.4%	44.2%	33.3%	44.1%
月度双边协商占市场化成交电量比例	39.2%	17.8%	37.5%	40.6%	42.0%	41.8%	41.3%	42.3%	43.6%	43.3%	43.9%	32.2%	42.7%

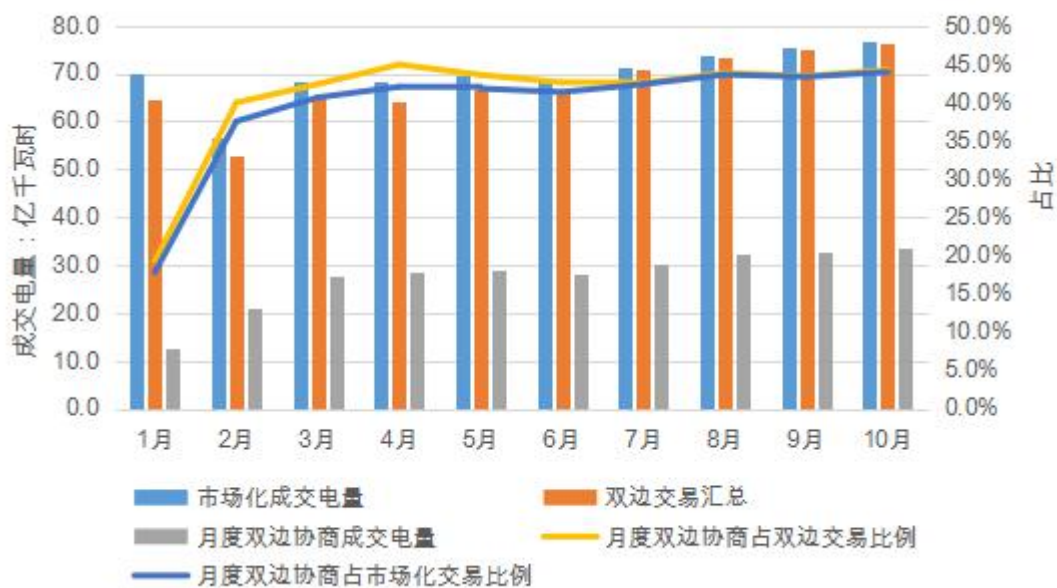


图 2-7 2018 年月度双边协商交易成交电量统计

月度双边协商交易与年度双边协商交易类似，在集中市场交易结束、交割月之前，可以对已签订的双边合约价格进行调整。通过实行“基准价格+浮动机制”的价格调整机制，

为市场主体提供了一种科学的价格避险手段，在防范市场风险的同时，不断提高市场的资源配置效率。2018 年，月度双边协商交易售方初成交价每千瓦时 0.17327 元，最终成交价每千瓦时 0.16911 元，较初始电价每千瓦时降低 0.416 分。

表 2-9 2018 年月度双边协商交易成交电价统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
初始成交价	0.173	0.229	0.227	0.222	0.227	0.209	0.152	0.126	0.111	0.104	0.117	0.202	0.226
最终成交价	0.169	0.227	0.223	0.222	0.228	0.207	0.146	0.113	0.103	0.096	0.110	0.206	0.226
价格调整幅度	-0.004	-0.001	-0.003	0.001	0.001	-0.002	-0.006	-0.013	-0.008	-0.008	-0.007	0.003	0.000
市场平均成交价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220



图 2-8 2018 年月度双边协商交易成交电价统计

2.3.2. 月度双边协商补充交易

2018 年在集中市场交易结束后，还开设了双边协商补充交易，全年共 1021 家电力用户（售电公司）与 218 家电厂参与签订了双边协商补充交易，涉及合同 2901 份，初始成交量 9.43 亿千瓦时，经过安全校核后，最终成交量 9.24

亿千瓦时，售方平均成交价每千瓦时 0.19309 元。

表 2-10 2018 年双边协商补充交易成交电量统计（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
补充双边成交电量	92.4	18.8	4.5	9.7	6.7	6.9	3.8	4.8	3.1	4.6	4.6	15.7	9.2
市场化成交电量	851.0	70.0	56.4	68.3	68.4	69.4	68.4	71.2	73.9	75.3	76.7	76.2	76.6
补充双边交易占比	10.9%	26.8%	8.0%	14.2%	9.9%	10.0%	5.5%	6.7%	4.2%	6.2%	6.0%	20.6%	12.0%

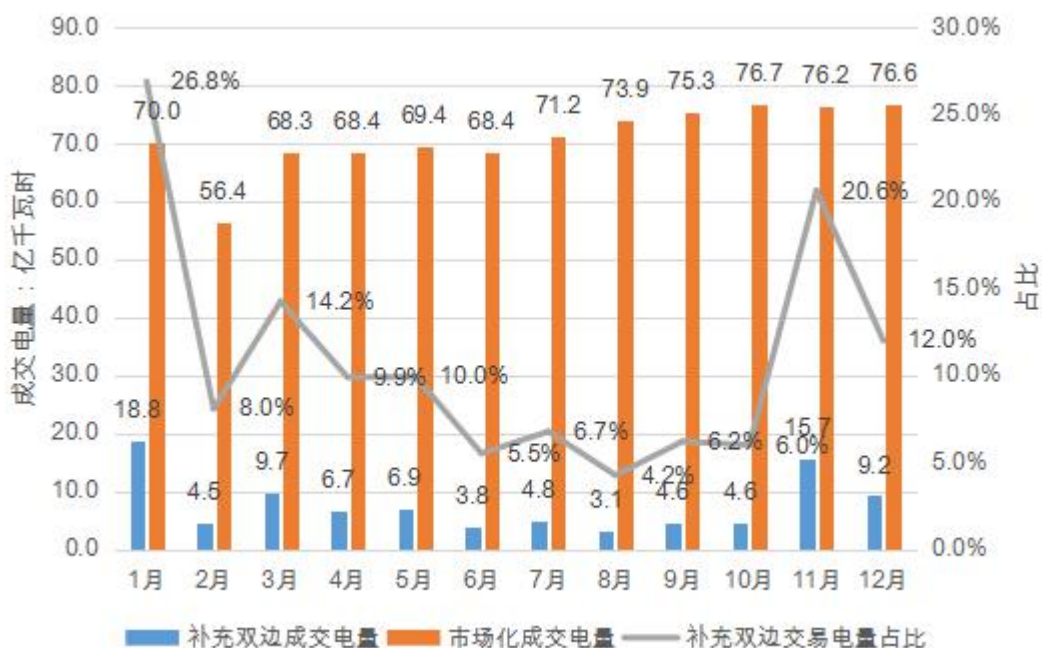


图 2-9 2018 年双边协商补充交易成交电量统计

由于双边协商补充交易为每月最后开展的月度直接交易，价格全年来看波动幅度较大，受集中市场成交量价信息和省内供求关系影响，呈现出汛期均价低于年度、月度双边协商交易均价的特点。从全年来看，双边协商补充交易最低成交价为 9 月的每千瓦时 0.08685 元，最高成交价为 12 月的每千瓦时 0.22274 元，全年售方平均成交价为 0.19309 元，处于双边协商交易均价与集中市场均价之间。

表 2-11 2018 年双边协商补充交易成交电价统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
补充双边平均成交价格	0.193	0.226	0.221	0.223	0.225	0.215	0.151	0.109	0.093	0.087	0.110	0.197	0.223
市场平均成交价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220

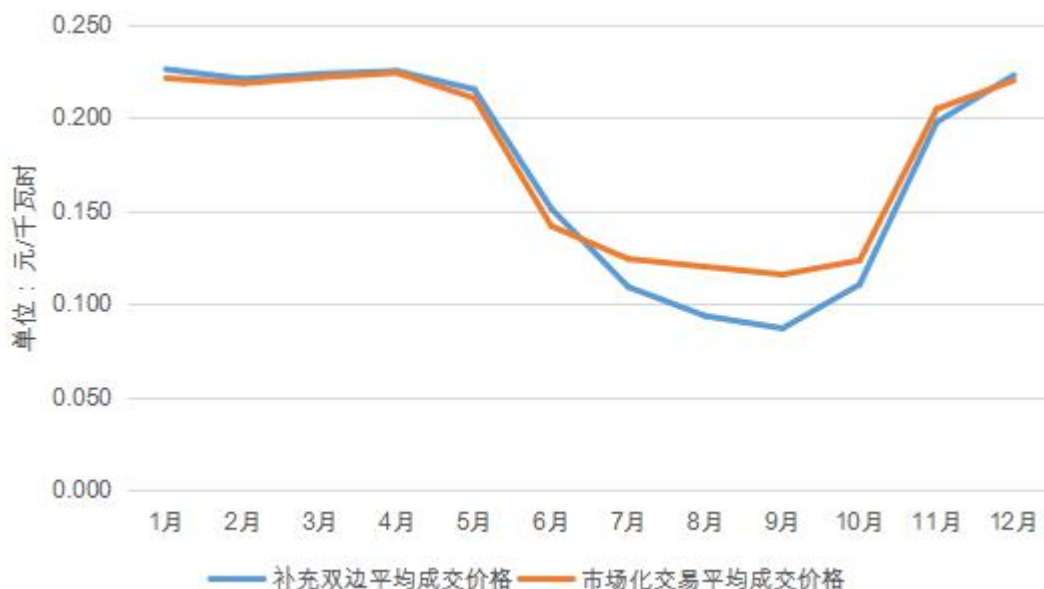


图 2-10 2018 年双边协商补充交易成交电价统计

2018 年在集中市场交易结束后，市场主体剩余未成交的电量还可以通过双边协商补充交易的形式继续成交。在集中市场之后开展双边协商补充交易，便于市场主体在充分掌握集中市场成交量价信息后，再行协商确定补充双边协商交易的量价合同，降低了市场主体在集中市场不能充分成交、导致偏差考核的风险，但同时也延长了双边市场的交易周期，压缩了集中市场的竞争空间。

2.3.3. 月度集中撮合交易

2018 年，由于大部分电量都通过双边协商的方式成交，集中市场整体成交规模减小。月度集中撮合交易中，购方共

有 272 家电力用户（售电公司）参与申报，累计申报电量 20 亿千瓦时；售方累计申报电量 396.48 亿千瓦时。全年集中撮合交易累计成交电量 6.49 亿千瓦时，占省内市场化成交电量的 0.76%。

表 2-12 2018 年月度集中撮合交易成交电量统计（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
集中撮合成交电量	6.49	1.33	1.15	0.92	1.28	0.53	0.14	0.13	0.17	0.14	0.03	0.39	0.28
市场化成交电量	851.0	70.0	56.4	68.3	68.4	69.4	68.4	71.2	73.9	75.3	76.7	76.2	76.6
集中撮合交易占比	0.8%	1.9%	2.0%	1.4%	1.9%	0.8%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.0%	0.5%	0.4%

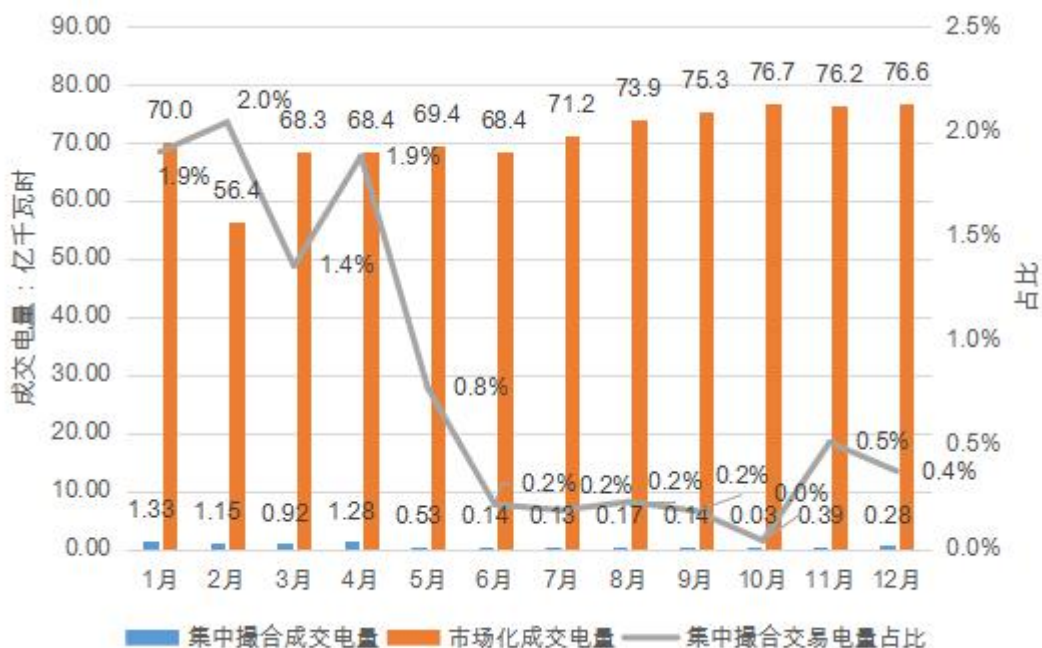


图 2-11 2018 年月度集中撮合交易成交电量统计

随着市场规则的不断完善和市场主体市场意识的不断增强，2018 年大部分市场主体选择通过双边协商的方式参与市场，集中撮合交易成交规模不断缩减，成交电量占月度市场成交电量的比例较 2017 年降低 13.14 个百分点，其中最高

占比为 2.04%（2 月），最低仅占 0.04%（10 月）。

虽然月度集中撮合交易市场占比进一步缩减，但是月度集中撮合交易依然发挥着发现市场价格信号的作用，主要体现在：**一是**双边交易中，很多市场主体以集中撮合交易平均成交价为“标杆”，按照约定的浮动机制来确定双边交易电量的最终成交价；**二是**连续挂牌交易中，市场主体通常将参考集中撮合交易平均成交价进行报价；**三是**售电公司的价格保底服务模式中，通常将用户成交价低于集中撮合交易平均成交价作为收取交易服务费的前提条件。2018 年，月度集中撮合交易平均成交价每千瓦时 0.21540 元，在枯平期的 1 至 5 月价格比较平稳，维持在每千瓦时 0.22 元左右，6 月份由于开始进入雨季，市场普遍预期电量供给增加，交易平均成交价为每千瓦时 0.169 元，在主汛期 7 至 10 月份均为“地板价”每千瓦时 0.13 元，11、12 月逐步回升至每千瓦时 0.22205 元。

表 2-13 2018 年月度集中撮合交易成交电价统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
撮合交易平均成交价格	0.215	0.227	0.213	0.224	0.231	0.218	0.169	0.130	0.130	0.130	0.130	0.219	0.222
市场平均成交价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220

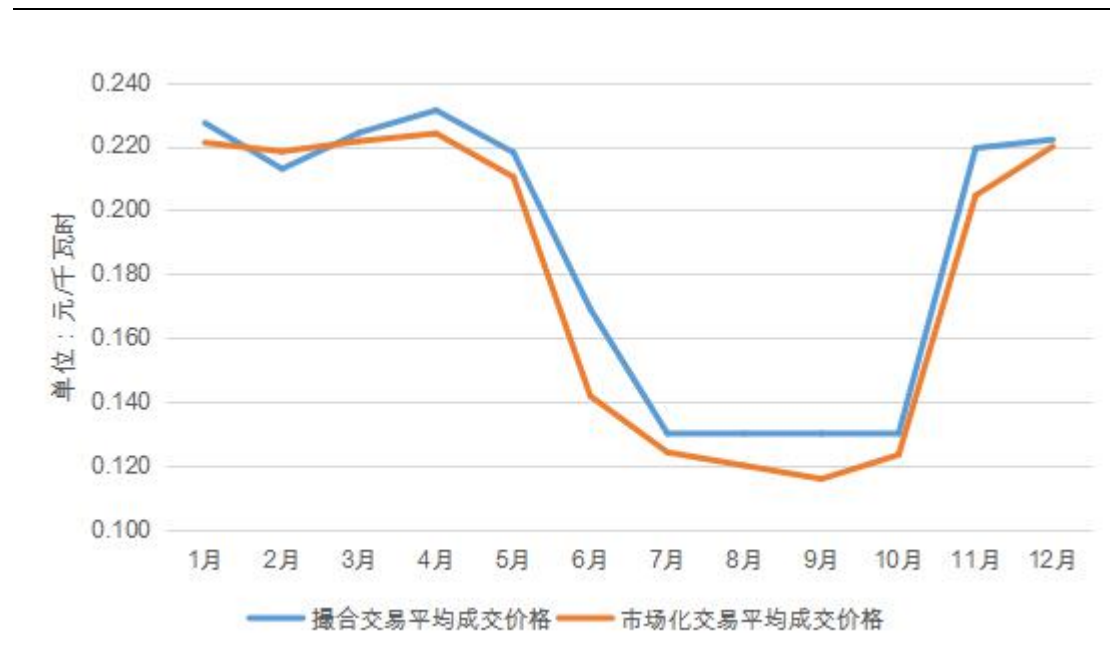


图 2-12 2018 年月度集中撮合交易成交电价统计

2.3.4. 月度连续挂牌交易

2018 年云南电力市场首次引入连续挂牌交易，采用跟股票交易相同的集合竞价、连续竞价规则开展电力交易，大幅提高了集中市场的交易效率，该交易也有望成为中长期电力交易集中市场的主要规则。

连续挂牌交易主要分为三个环节，分别为信息公示、集中竞价和连续竞价。信息公示类似股票的发行市场，只有公示了电量、电价的市场主体，才能参与后续的交易阶段，公示电量即为后续可成交电量的上限，电价仅作为市场参考信息，也具有向其他市场主体传递价格信号的作用。集中竞价由市场主体在开盘 20 分钟内，各自申报电量、电价，不区分申报时间，20 分钟后按照成交规则成交一次，未成交部分自动转入连续竞价阶段，视为同一时间申报。在汛期，电厂侧大多会在集中竞价阶段将所有可交易电量按“地板价”进

行申报，以抢占“时间”优势。连续竞价阶段，购售双方的市场主体进行实时下单、撤单、修改等操作，按照“价格优先、时间优先”原则即时匹配成交，此时的“时间”以交易系统服务器接收到有效申报数据的时间为准。

2018 年，共有 232 家电力用户（售电公司）参与申报，累计申报电量 21.78 亿千瓦时；共 167 家电厂参与申报，累计申报电量 321.96 亿千瓦时；全年连续挂牌交易累计成交电量 10.18 亿千瓦时，占省内市场化成交电量的 1.2%。

表 2-14 2018 年月度连续挂牌交易成交电量统计（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
连续挂牌成交电量	10.18	2.49	0.85	0.73	1.41	1.06	1.35	0.05	0.01	0.00	0.10	1.08	1.05
市场化成交电量	851.0	70.0	56.4	68.3	68.4	69.4	68.4	71.2	73.9	75.3	76.7	76.2	76.6
连续挂牌交易占比	1.2%	3.6%	1.5%	1.1%	2.1%	1.5%	2.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	1.4%	1.4%

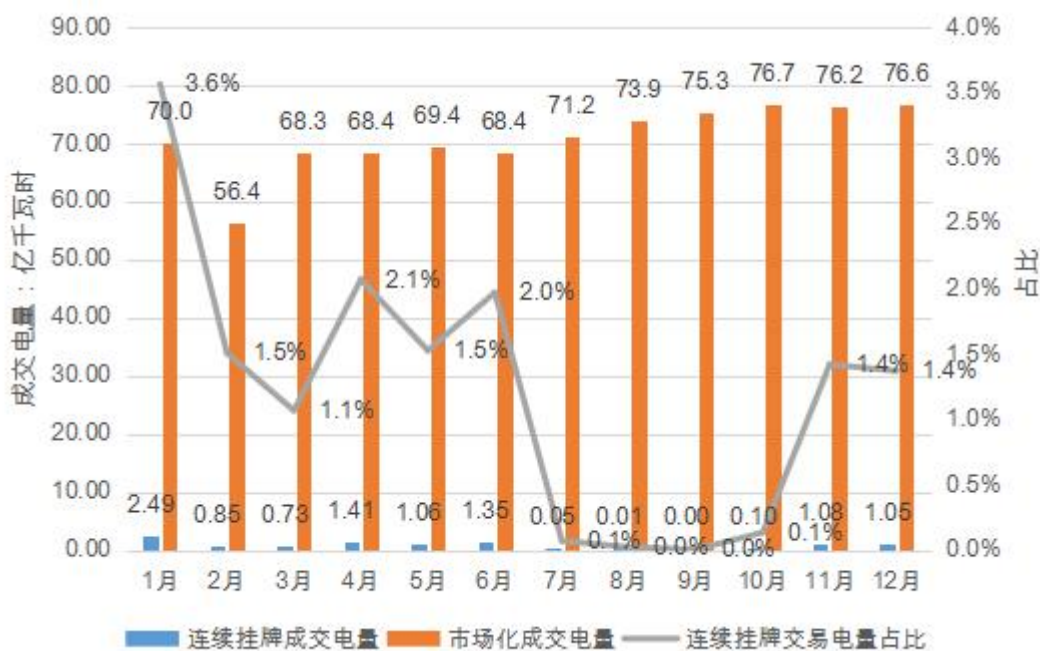


图 2-13 2018 年月度连续挂牌交易成交电量统计

从成交电价来看，连续挂牌交易具有以下特点：（1）信息公示阶段，购售双方都希望能把自己更有利的价格信号传递给对方，售方公示的价格往往都高于意愿价格，同理购方公示的价格一般都低于意愿价格，故该阶段能够形成价差电量很少；（2）在集中竞价阶段，因为后续还有成交机会，因此市场主体在此阶段基本都是按照自身的价格预期申报，甚至电厂还会适当将抬高价格预期，用户适当将压低价格预期；（3）在连续竞价阶段，市场主体会根据集中竞价阶段成交结果，结合当前市场内已有报价，理性调整自身的申报策略，在这个不断博弈的过程中最终达成一致；（4）由于连续挂牌交易结束后还有增量挂牌、双边协商补充交易，连续挂牌博弈结果将直接影响到后续交易的均价。因此在整个连续挂牌交易环节，市场主体大幅调整报价策略的情况比较少，连续挂牌交易的价格基本能够充分代表市场主体对价格的真实预期。

表 2-15 2018 年月度连续挂牌交易成交价格统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
售方申报均价	0.161	0.231	0.234	0.231	0.231	0.227	0.189	0.130	0.130	0.130	0.130	0.221	0.232
购方申报均价	0.208	0.225	0.201	0.208	0.227	0.211	0.151	0.130	0.132	0.130	0.130	0.208	0.222
连续挂牌成交均价	0.210	0.225	0.180	0.229	0.228	0.218	0.162	0.130	0.131	0.130	0.130	0.217	0.223
集中撮合成交均价	0.215	0.227	0.213	0.224	0.231	0.218	0.169	0.130	0.130	0.130	0.130	0.219	0.222
市场平均成交价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220

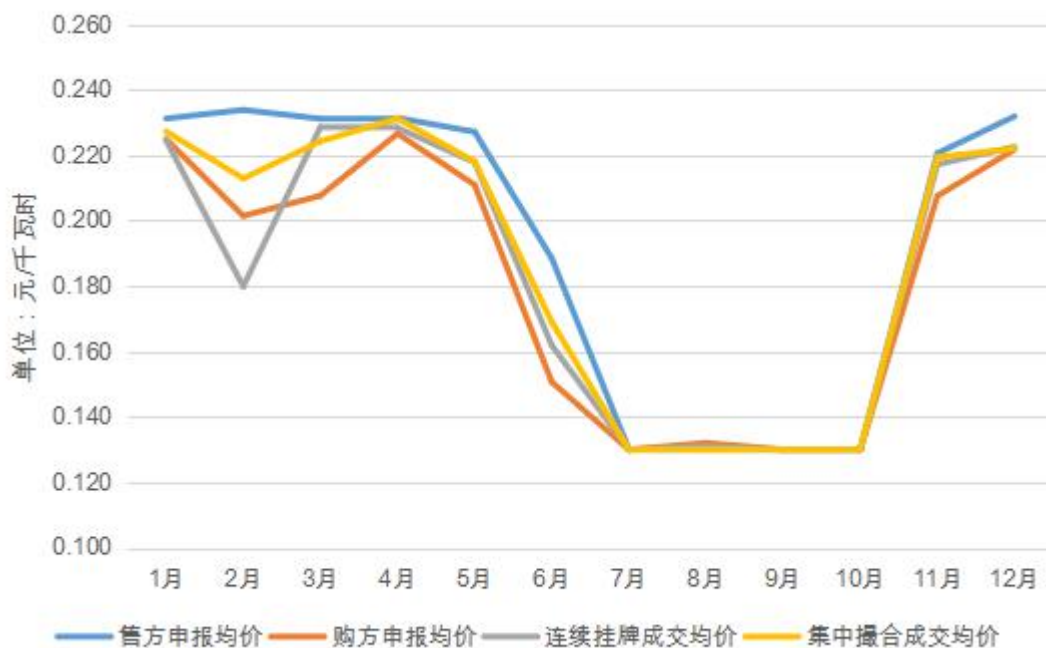


图 2-14 2018 年月度连续挂牌交易成交价格统计

2.3.5. 月度增量挂牌交易

2018 年，为鼓励用户扩大生产增加用电量，尤其是汛期多消纳水电，《方案》中设置了增量挂牌交易。其中 2018 年 1-4 月以 2017 年 1-4 月用电平均值为基数，2018 年 5-12 月以 2017 年 5-12 月用电平均值为基数。增量挂牌交易作为集中市场中无最高最低限价的品种，整体成交规模较小，2018 年全年共成交 0.61 亿千瓦时，仅占市场化成交电量的 0.07%，平均成交价格每千瓦时 0.13406 元。6-10 月成交 0.35 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时仅 0.07 元，远低于其他交易品种成交均价。从实际效果来看，增量挂牌交易的成交电量较小，主要原因：一是在多年市场化交易的激励下，大部分用户已经充分生产，新增用电量不多；二是增量挂牌交易的条件、考核都十分严格，用户即使有增量，但也不选择通过

增量挂牌交易成交，以免生产波动导致被考核；三是虽然增量挂牌交易不受限价，但其他交易品种的成交价格也已经能充分满足用户的电价诉求，用户选择参加增量挂牌交易的意愿不强。

表 2-16 2018 年月度增量挂牌交易成交电量统计（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
增量挂牌交易成交电量	0.61	0.01	0	0	0.09	0.06	0.01	0.01	0.20	0.04	0.09	0.10	0
市场化成交电量	851.0	70.0	56.4	68.3	68.4	69.4	68.4	71.2	73.9	75.3	76.7	76.2	76.6
增量挂牌交易电量占比	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.3%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%



图 2-15 2018 年月度增量挂牌交易成交电量统计

表 2-17 2018 年月度增量挂牌交易成交电价统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
增量挂牌交易平均成交价格	0.134	0.226			0.228	0.210	0.161	0.084	0.057	0.040	0.100	0.220	
市场平均成交价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220

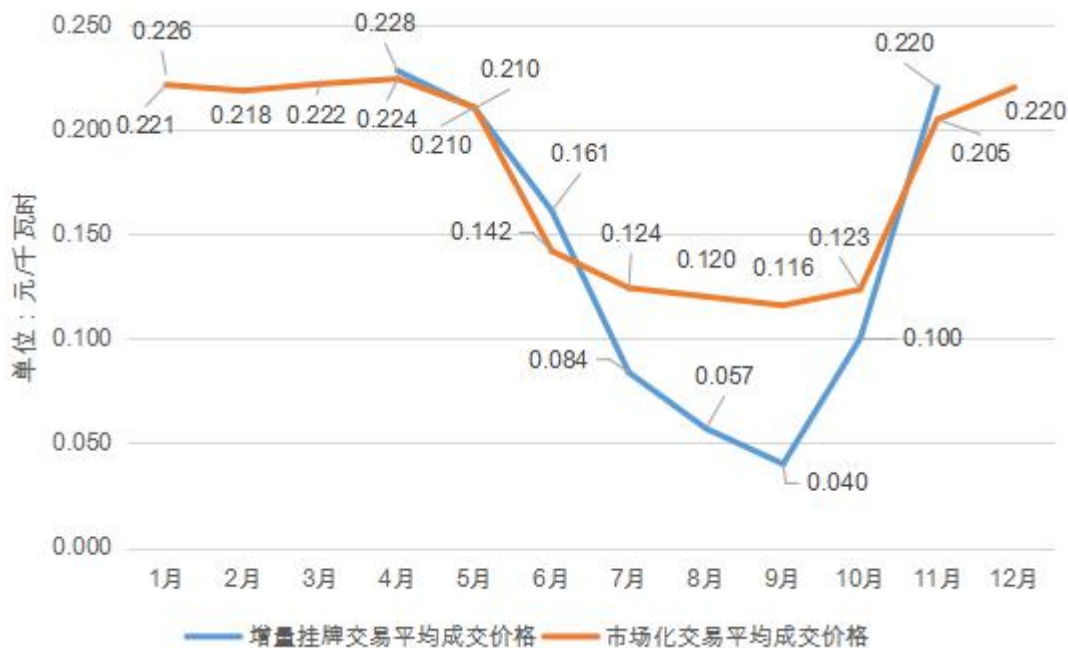


图 2-16 2018 年月度增量挂牌交易成交电价统计

2.3.6. 双边协商互保交易

为帮助市场主体降低偏差，在每月月度交易结束后，市场主体可根据最新发、用电计划，当一方无法履行合同时，可以向交易中心提交互保申请，经审核通过后，电厂之间或电力用户（售电公司）之间能针对已签订的双边合同进行互保交易。2018 年共有 17 家电厂作为出让方，28 家电厂作为受让方参与电厂双边互保交易，成交电量 20.07 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.21372 元。用户侧共 11 家电力用户（售电公司）作为出让方，24 家电力用户（售电公司）作为受让方参与用户双边互保交易，成交电量 7.18 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.19426 元。

综合来看，互保交易多集中在下半年，由于 2018 年双边交易电量较大，大部分市场主体的双边协商交易电量都倾

向于统筹考虑全年电量，但在年初预计的发、用电量与实际计划往往存在较大偏差，解除已有双边合同重新签订又将花费较高的交易成本，故部分市场主体更愿意通过双边互保交易降低偏差考核风险。

表 2-18 2018 年双边协商互保交易成交电量、电价统计（单位：亿千瓦时、元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
电厂双边互保成交电量	20.1	0.0	1.0	0.0	0.4	0.4	0.1	1.2	0.2	0.2	0.1	0.3	16.2
电厂双边互保平均成交价	0.214	0.184	0.220		0.235	0.214	0.163	0.150	0.110	0.104	0.104	0.222	0.221
用户双边互保成交电量	7.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	2.6
用户双边互保平均成交价	0.194				0.221	0.190	0.134					0.211	0.212



图 2-17 2018 年双边协商互保交易成交电量、电价统计（电厂侧）

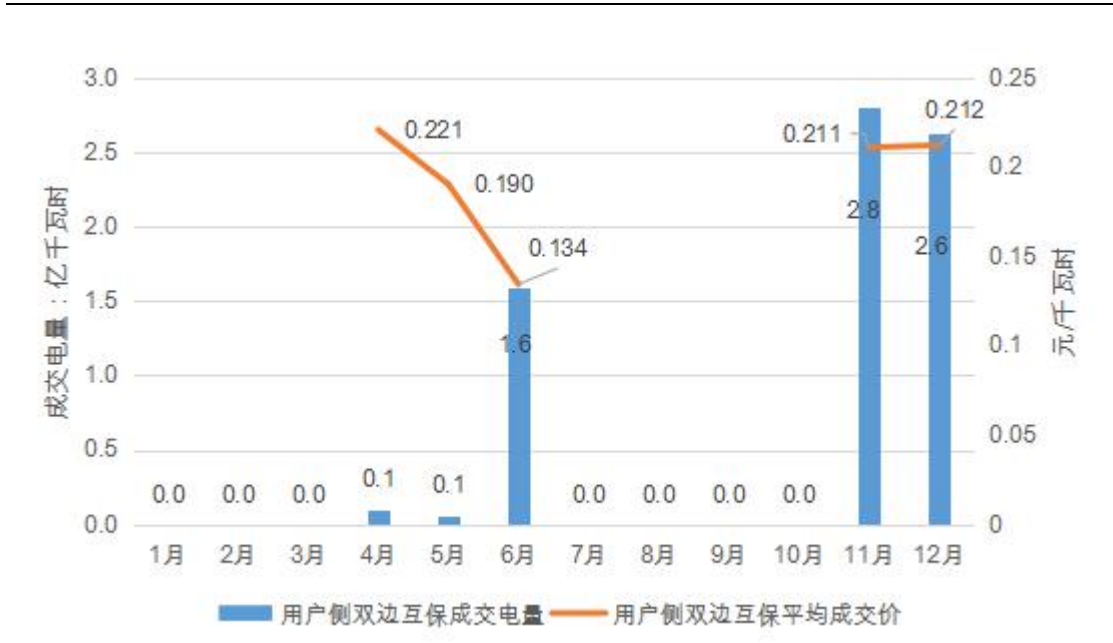


图 2-18 2018 年双边协商互保交易成交电量、电价统计（用户侧）

2.3.7. 事后合约转让交易

2018 年，为进一步降低市场主体偏差考核风险，在发、用电结束后，电厂之间或电力用户（售电公司）之间可以通过事后合约转让的方式，将自身偏差电量进行转让。事后合约转让共有三种交易方式，分别为合约协商转让交易、合约挂牌转让交易以及同一发电集团合约转让交易。

总体来看，市场主体多选择协商转让的方式参与事后合约转让交易，电厂侧事后合约转让共成交电量 36.36 亿千瓦时，其中通过协商转让成交电量 35.29 亿千瓦时，占电厂事后合约转让总成交电量的 97.07%；用户侧事后合约转让共成交电量 19.21 亿千瓦时，其中通过协商转让成交电量 18.96 亿千瓦时，占用户侧事后合约转让总成交电量的 98.73%。合约挂牌转让成交的电量占事后合约转让比例较小，电厂侧仅 1.34%，用户侧仅 1.27%。市场主体通过事后合约转让交易降

低偏差考核的同时，提高了双边协商交易履约率，避免由于双边履约率较低而被取消双边交易资格。

表 2-19 2018 年事后合约转让交易成交量、电价统计（电厂侧）
（单位：亿千瓦时、元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
合约协商转让	35.3	1.1	1.6	4.6	2.8	1.8	0.7	0.7	1.5	4.8	1.7	2.2	11.9
合约挂牌转让	0.5	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
同一发电集团合约转让	0.6	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0
电厂合约转让电量	36.4	1.1	1.7	4.7	3.0	1.9	0.8	0.7	1.5	4.8	1.8	2.5	12.0
电厂合约转让均价	0.201	0.224	0.219	0.223	0.228	0.206	0.157	0.133	0.147	0.152	0.136	0.204	0.221

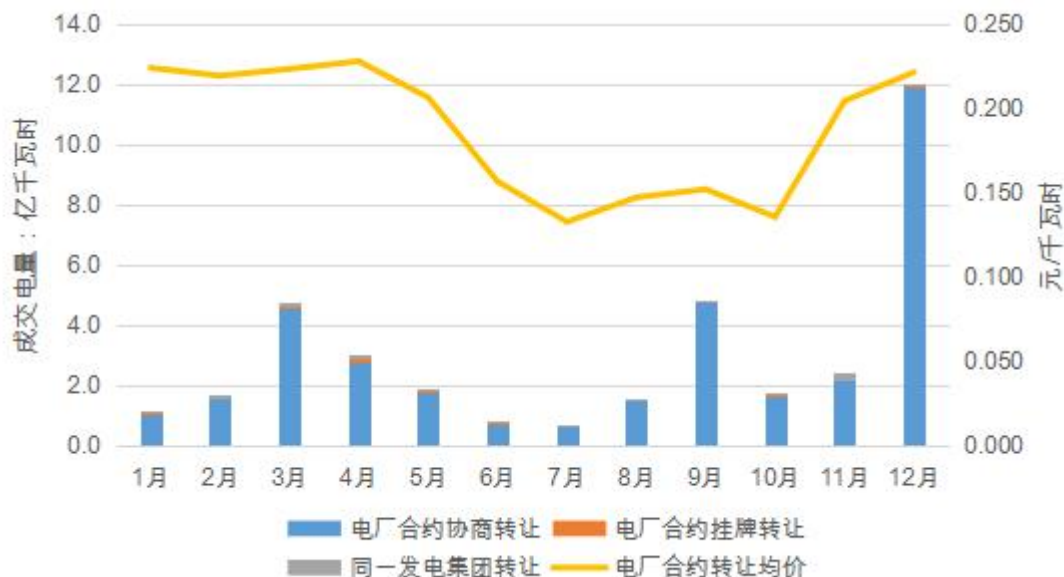


图 2-19 2018 年事后合约转让交易成交量、电价统计（电厂侧）

表 2-20 2018 年事后合约转让交易成交量、电价统计（用户侧）
（单位：亿千瓦时、元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
合约协商转让	19.0	1.2	0.8	1.7	2.0	1.9	1.4	1.5	1.0	1.4	1.5	2.4	2.1
合约挂牌转让	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
用户侧合约转让电量	19.2	1.2	0.8	1.8	2.0	1.9	1.4	1.5	1.0	1.4	1.6	2.4	2.1
用户侧合约转让均价	0.178	0.227	0.225	0.222	0.223	0.211	0.131	0.110	0.101	0.092	0.114	0.203	0.219

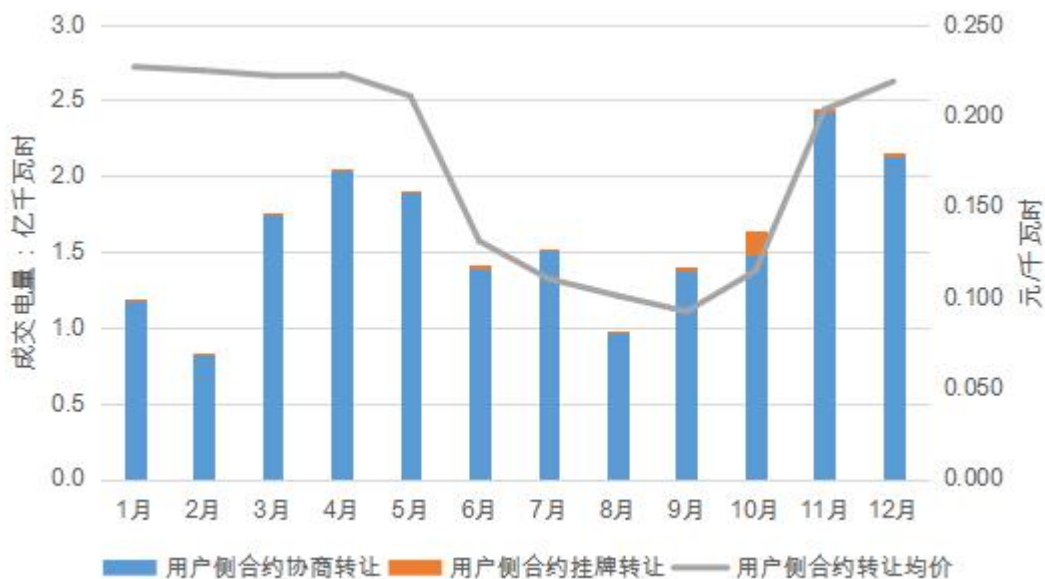


图 2-20 2018 年事后合约转让交易成交电量、电价统计（用户侧）

2.4. 日前电量交易

2018 年，昆明电力交易中心按日组织开展了日前电量交易，2018 年底共有 443 家电厂（全部注册电厂）、388 家电力用户和 104 家售电公司（全部注册售电公司）具备日前电量交易资格，累计成交电量 9.88 亿千瓦时。

2018 年大部分市场主体依然将日前电量交易作为当月发、用电的补充交易，用户侧通过日交易避免超用电量按超用价格结算，清洁能源电厂通过日交易提高市场化电量成交比。从分月成交情况来看，春节以后，随着用电市场的逐步复苏和企稳，一季度日前电量交易市场较为平稳，每月成交电量在 1.4 亿千瓦小时左右；4 月份，随着省内和全国经济形势较好，开工率保持较高水平，日前电量交易成交电量提高至 1.64 亿千瓦时；进入枯汛转换的 5、6 月，购售双方的市

场博弈程度进一步加深，双边成交电量较大，日前电量交易市场开始萎缩，从 5 月成交 1.2 亿千瓦时减少至 6 月的 0.52 亿千瓦时；进入汛期，云南电力市场就变成了买方市场，而汛期月度交易成交较充分，且部分月份超用价格低于日前电量交易最低限价，所以汛期日前电量交易规模较小，7-10 月共成交 0.26 亿千瓦时；从 11 月下旬开始，日前电量交易市场开始复苏，11、12 每月成交电量在 0.98 亿千瓦时左右。

表 2-21 2018 年日前电量交易成交电量统计（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
日前成交电量	9.9	1.7	1.4	1.2	1.6	1.2	0.5	0.0	0.0	0.0	0.2	1.0	1.0
集中市场成交电量	27.2	5.5	3.4	2.8	4.4	2.8	2.0	0.2	0.4	0.2	0.4	2.5	2.3
市场化成交电量	851.0	70.0	56.4	68.3	68.4	69.4	68.4	71.2	73.9	75.3	76.7	76.2	76.6
日交易占集中交易比例	36.4%	30.4%	42.0%	41.5%	37.1%	42.0%	25.9%	15.1%	0.4%	3.5%	50.0%	38.3%	42.6%
日交易占市场化交易比例	1.2%	2.4%	2.6%	1.7%	2.4%	1.7%	0.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	1.3%	1.3%



图 2-21 2018 年日前电量交易成交电量统计

从每日成交情况来看，由于仅次日用电需求超出日前电量交易申报基准值的部分，才可参与日前电量交易，在月初的时候日前电量交易参与用户数、电量规模往往较小，随着时间推移，到月末时参与用户数与交易规模均达到最高值。2018 年，最高成交电量发生在 11 月 30 日，成交电量 2513 万千瓦时。2018 年日前电量交易成交电量曲线如下图所示。

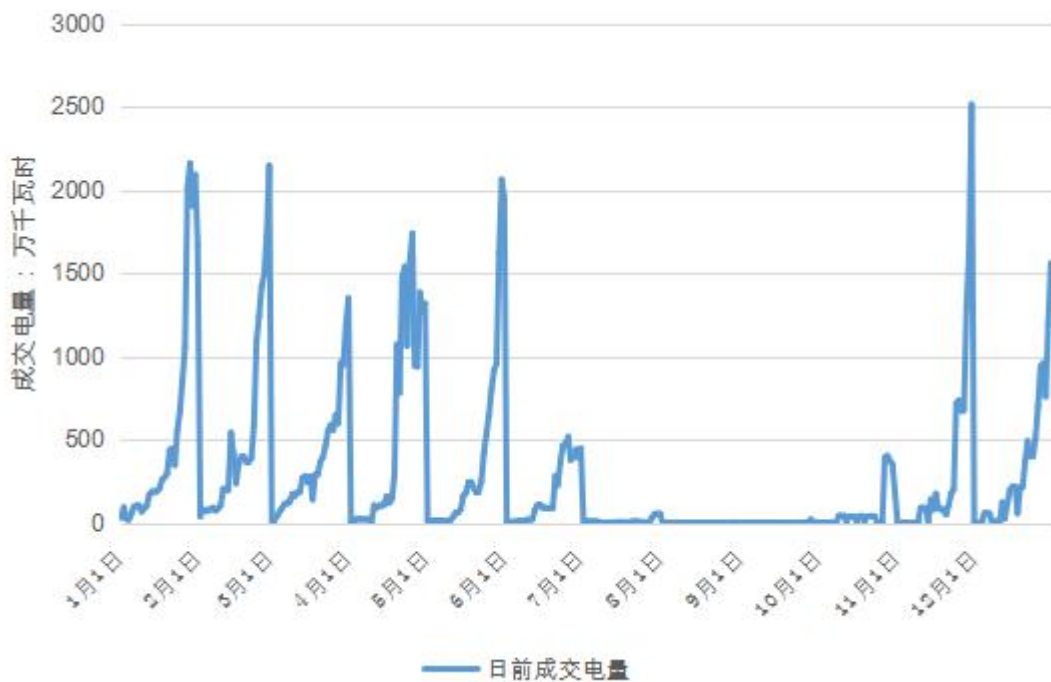


图 2-22 2018 年日前电量交易成交电量曲线（按日）

价格方面，日前电量交易作为对年度、月度各交易品种的补充，成交价格变化趋势不但受当前市场供需形势的影响，还受市场主体对市场的预期影响，但总体变化趋势与集中市场和月度市场平均成交价格一致。

表 2-22 2018 年日前电量交易成交电价统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
日前电量交易平均成交价格	0.202	0.194	0.193	0.229	0.230	0.192	0.130	0.130	0.130	0.130	0.130	0.217	0.207

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
集中市场平均成交价格	0.207	0.216	0.197	0.227	0.230	0.207	0.154	0.127	0.092	0.112	0.124	0.218	0.216
市场平均成交价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220

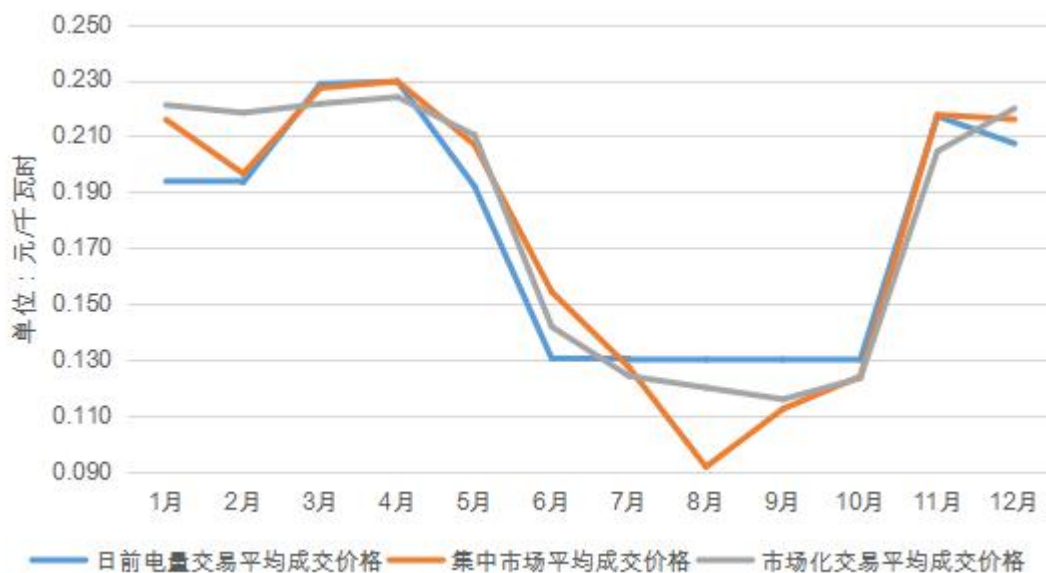


图 2-23 2018 年日前电量交易成交电价统计

2.5. 售电公司交易情况

自从售电公司进入云南电力市场以来，经过近两年的培育，成效十分显著。截至 2018 年 12 月底，共 110 家售电公司完成市场准入程序，另有 4 家售电公司正在公示，已履行信用保证的售电公司共有 63 家，共完成电力用户委托服务授权 5424 户。售电公司成交电量保持稳步上升，从年初的 39.93 亿千瓦时，仅占市场化交易电量 57%，上升至年底的 54.52 亿千瓦时，占市场化交易比例的 71.1%。特别是在汛期，售电公司代理成交电量不断增加，10 月成交 58.47 亿千瓦时，为全年最高值，占比为 76.2%。

表 2-23 2018 年售电公司成交电量统计（单位：亿千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
售电公司成交电量	600.73	39.93	36.99	45.92	47.83	49.26	48.97	53.15	55.97	56.23	58.47	53.50	54.52
市场化成交电量	850.99	70.04	56.40	68.31	68.40	69.40	68.44	71.19	73.94	75.26	76.74	76.24	76.63
市场占比	70.6%	57.0%	65.6%	67.2%	69.9%	71.0%	71.6%	74.7%	75.7%	74.7%	76.2%	70.2%	71.1%

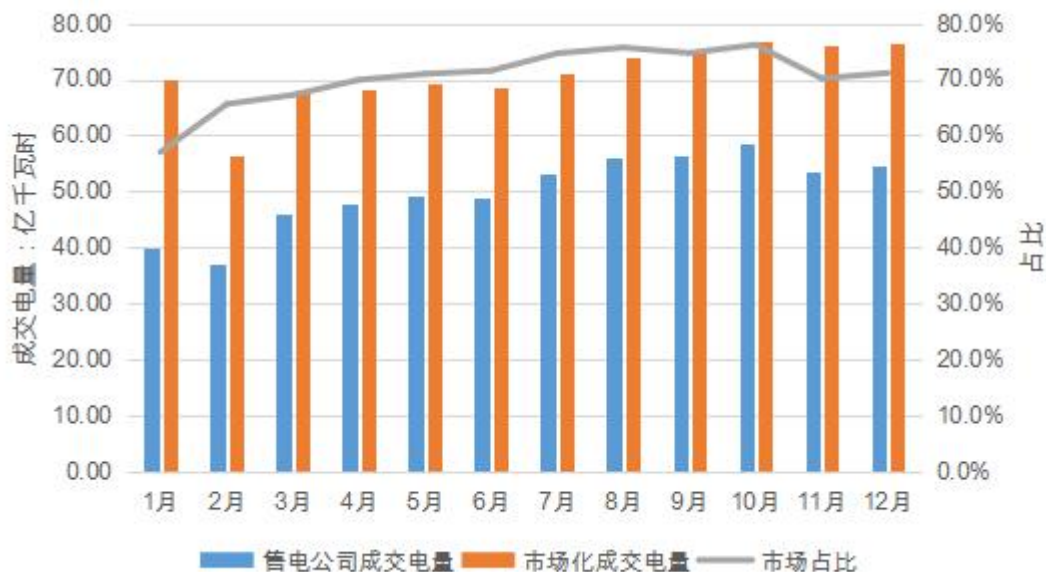


图 2-24 2018 年售电公司成交电量统计

成交电价方面，经过四年培育，云南电力市场中电力用户的市场意识、市场能力较为成熟，且市场的信息透明度很高，这对售电公司的能力提出了更高要求。售电公司只有通过不断提升业务能力，为用户提供更加优质的服务，才能吸引更多用户。从实际交易情况来看，2018 年售电公司平均成交价基本与市场平均价保持一致，表明售电公司能够较为准确地把握市场走势，同时也对市场稳定运行起着不可或缺的重要作用。

表 2-24 2018 年售电公司成交电价统计（单位：元/千瓦时）

项目	合计	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
售电公司平均成交价	0.177	0.219	0.219	0.221	0.224	0.211	0.144	0.128	0.125	0.121	0.127	0.205	0.220
市场平均成交价	0.177	0.221	0.218	0.222	0.224	0.210	0.142	0.124	0.120	0.116	0.123	0.205	0.220

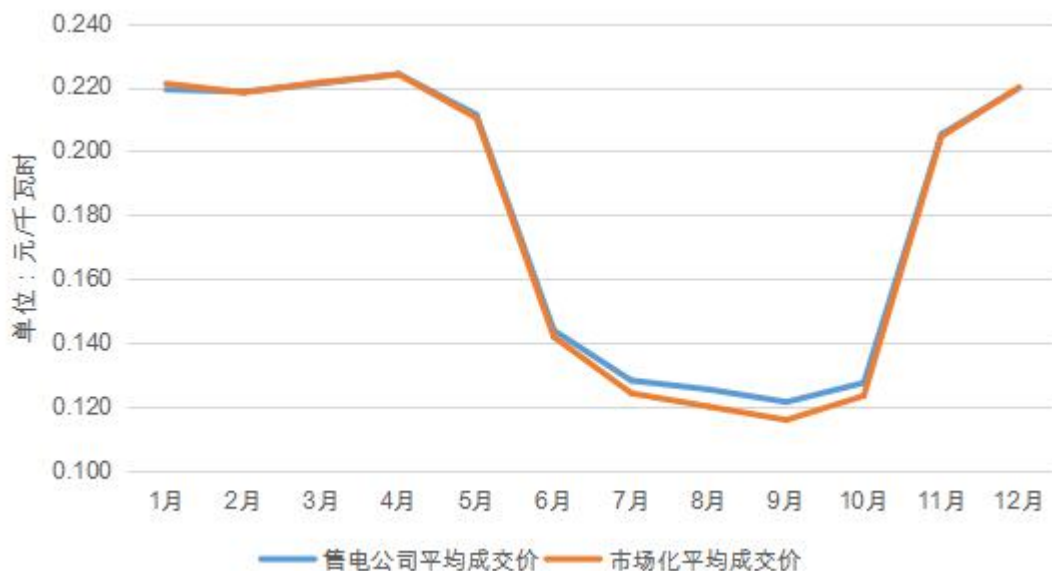


图 2-25 2018 年售电公司成交电价统计

2.6. 分电源类型成交情况

2018 年，市场化电厂在省内市场累计成交电量 850.99 亿千瓦时，同比增长 21.03%，以水电为主的清洁能源成交电量 828.55 亿千瓦时，占总成交电量的 97.36%，平均成交价每千瓦时 0.17630 元，其中，水电成交电量 697.9 亿千瓦时，占总成交电量的 82.01%，平均成交价每千瓦时 0.16766 元；风电成交电量 118.07 亿千瓦时，占总成交电量的 13.87%，平均成交价每千瓦时 0.22264 元；光伏成交电量 12.58 亿千瓦时，占总成交电量的 1.48%，平均成交价每千瓦时 0.22044 元。火电成交电量 22.44 亿千瓦时，占总成交电量的 2.64%，

平均成交价每千瓦时 0.21477 元。

表 2-25 2018 年分电源类型成交电量、电价统计（单位：亿千瓦时，元/千瓦时）

类型	成交电量	占比	加权平均成交价
火电	22.44	2.64%	0.21477
清洁能源	828.55	97.36%	0.17630
其中：水电	697.90	82.01%	0.16766
风电	118.07	13.87%	0.22264
光伏	12.58	1.48%	0.22044
合计	850.99	/	0.17731

2.7. 分地区交易情况

分地区来看，昆明、曲靖、红河、玉溪地区用户的市场化交易电量达 634.68 亿千瓦时，占全部市场化交易电量的 76.13%，其中曲靖地区成交 198.3 亿千瓦时，占全部交易电量的 23.78%；昆明地区成交 193 亿千瓦时，占全部交易电量的 23.15%；红河地区成交 153.3 亿千瓦时，占全部市场化交易电量的 18.39%；玉溪地区成交 90.1 亿千瓦时，占全部市场化交易电量的 10.81%。

表 2-26 2018 年云南电力市场化交易电量、电价统计（分地区）
（单位：亿千瓦时、元/千瓦时）

单位	成交电量	占比	成交电价
曲靖	198.26	23.30%	0.31018
昆明	192.96	22.67%	0.32376
红河	153.32	18.02%	0.31023
玉溪	90.14	10.59%	0.33266
文山	48.87	5.74%	0.32489
昭通	34.20	4.02%	0.30977

单位	成交电量	占比	成交电价
保山	25.36	2.98%	0.32997
大理	24.29	2.85%	0.35219
楚雄	20.17	2.37%	0.35138
普洱	9.46	1.11%	0.33442
临沧	9.11	1.07%	0.34145
德宏	7.79	0.92%	0.34033
丽江	7.42	0.87%	0.32857
迪庆	5.66	0.67%	0.30853
怒江	4.24	0.50%	0.30158
版纳	2.27	0.27%	0.3713
瑞丽	0.14	0.02%	0.39872
云南国际	17.34	2.04%	0.33038

2.8. 市场运行特点分析

2018 年云南电力市场整体呈现出“稳中有进”的特点，具体表现为“三稳三进”：

一是政策稳。2018 年以来，昆明电力交易中心严格按照《2018 年云南电力市场化交易实施方案》开展电力市场化交易组织、结算工作。在市场运行过程中，政府未出台补充政策进行市场干预，市场机制运行平稳。2018 年全年未出现市场争议或市场中止情况。

二是价格稳。2018 年市场价格信号准确反映了供需形势变化，市场平均价格始终保持平稳。云南电力市场的价格呈现明显的丰枯特性，2018 年枯平期均价维持在每千瓦时 0.23 元左右，且每千瓦时同比上涨了约 4 厘钱；汛期均价维持在

每千瓦时 0.12 元左右，这与 2018 年供需形势整体呈现“枯期紧张，汛期富余”的特点相一致。

三是机制稳。形成了“中长期交易为主”“激励机制设计”“价格联动机制”“水火同台竞争”等一系列可复制、可推广、可借鉴的经验，多项做法和经验与国家发展改革委、国家能源局印发的“1027 号文”高度契合。2018 年 7 月，国家能源局以《砥砺前行中的云南电力体制改革》为题，在能源体制改革内部专刊《能源工作》上专题介绍云南电改经验，在全国发改、能源系统内部进行宣传。2018 年 7 月的《电力决策与舆情参考》刊登署名文章《云南电力市场激励机制设计及应用》，全面总结体现云南市场机制设计的科学性、先进性，在行业内引起强烈关注和反响。

四是电量进一步增长。2018 年省内市场化交易电量超过 850 亿千瓦时，同比增长超过 21%，交易电量连续五年保持两位数以上高速增长。其中清洁能源交易电量占比超过 97%，居全国前列。交易电量占云南电网公司省内售电量的比例超过 62%。

五是市场进一步活跃。经过几年的市场培育和有效激励，云南电力市场参与者的市场意识显著提升，市场活跃程度不断增强，市场能够吸引发电企业、电力用户等市场主体积极参与市场交易。截至 2018 年 12 月底，在昆明电力交易中心完成注册准入的市场主体共 7662 家，主体规模是市场

初期的 3 倍,表明市场主体对云南电力市场的信心表现强劲,愿意到市场中积极参与竞争。其中,发电企业 443 家,合计装机容量 7366.375 万千瓦,占全省发电装机的 78.6%;电力用户 7109 家;售电公司 110 家,缴纳保证金的售电公司 63 家,市场表现十分活跃。

六是优质服务进一步提升。“互联网+电力交易”信息系统的功能进一步完善,与电网企业调度、营销、计量以及银行、税务信息系统实现互联互通,主体注册、电力交易、结算凭据出具、电子合同签订等业务全部实现网上“一站式”办理。拓展形成“两端一微一网”线上服务渠道(电脑客户端,移动客户端,微信公众号,官方网站)。与统一电力服务热线 95598 联动,为市场主体提供便捷化的语音咨询服务。建成视频会议系统,为市场主体提供远程培训等服务。建成全国首个电力市场领域的综合金融服务平台——“电交 e 通”。2018 年云南省能监办组织 2018 年度电力交易机构第三方客户满意度测评,昆明电力交易中心得分 91.75 分(总分 100 分),充分体现市场主体对交易中心服务质量的肯定。

2.9. 存在的主要问题

1. 双边交易电量比例较高,存在一定的履约风险。

2018 年双边市场共成交电量 823.84 亿千瓦时,占市场总成交电量的 96.81%,部分用户的全部电量都是通过双边协

商交易购买。在实际执行过程中，由于预测偏差、生产计划调整、设备故障以及其他一些不可预见的因素，导致用户无法完成双边协商交易电量，从而被考核。2018 年共有 12 家用户因双边协商交易电量完成比例低而被取消双边交易权限。电厂侧 2018 年先结算市场化交易电量，双边交易量过大将挤占优先电量，导致优先电量在当月无法完成而向后续月份滚动，对其他发电企业和整体平衡也造成一定影响。

2. 部分品种价格信号不准确。

整体来看，2018 年市场价格信号准确反映了供需形势变化，市场价格始终保持平稳，但是部分交易品种存在价格信号失真的情况，增量挂牌交易尤为明显。2018 年增量挂牌交易成交电量仅占总成交电量的 0.07%，但其最低价格仅为每千瓦时 4 分钱，明显偏离合理价格区间，释放出不良的价格信号。

3. 火电参与市场的激励问题。

2018 年省内、省外用电需求持续旺盛，全省电力供需形势由“全年富余”向“汛期富余，枯期紧张”转换。为鼓励火电企业枯期开机发电，保障省内电力供需平衡，云南省发展和改革委员会、云南省工业和信息化委员会下发《关于做好 2018 年 1 至 5 月电力运行和市场化交易有关事项的通知》（云发改能源〔2018〕86 号）和《关于进一步做好二季度电力保障工作的通知》（云工信电力〔2018〕126 号），通过

一系列机制激发火电发电积极性，在 2018 年收到了良好成效。但上述机制均为临时性措施，还未固化形成长效机制，不能给火电企业一个准确的收益预期，不利于火电企业提前安排存煤和生产，需要进一步完善。

4. 售电公司经营规范化运作的问题。

截至 2018 年 12 月底，共 110 家售电公司完成市场准入程序，另有 4 家售电公司正在公示，已履行信用保证的售电公司共有 63 家，共完成电力用户委托服务授权 5424 户，占电力用户的 76.3%，售电公司已经成为云南电力市场中的一支重要力量。随着一般工商业的放开，云南零售市场将更加活跃。2018 年的市场运行过程中，出现了售电公司冒用其他公司人员信息，与发电企业、电力用户等其他市场主体出现纠纷，售电公司初分、终分电量不及时等问题，同时售电公司也对昆明电力交易中心提出了数据直接接口等服务要求，迫切需要进一步提升对售电公司的规范管理水平，让售电公司在云南电力市场建设中发挥更加积极的作用。

5. 市场信息的透明度、广泛性问题。

对电力用户而言，电力只是其生产要素的一部分，而且具有很强的专业性，因此大部分用户对电力并不是太关注。虽然云南电力市场已经运行五年，但部分电力用户对市场信息、电价涨跌并未及时掌握，这就为售电公司、售电经纪人利用信息不对称创造了一定的空间。从长远来看，应该要更

好的还原电力的商品属性，让电力成为价格透明、自由买卖的普通商品，所有用户（甚至包括居民）都能随时方便地获得市场价格信息，方便地参与交易，减少直接购买电力的难度和复杂程度。此时的售电公司、售电经纪人很难再依靠信息不透明来牟利，而更多的是依靠自身的专业化服务来经营。因此从市场长远的发展来看，还需要进一步提升市场信息的透明度和传播的广泛性，以减少市场信息的不对称，促进市场的不断发展完善。

第三章 2018 年西电东送市场化交易情况

3.1. 整体情况

通道能力方面，2018 年随着±800 千伏滇西北直流（新东直流）双极投运，云南外送能力提升至 3115 万千瓦。

送电量方面，在“计划+市场”的交易模式下，2018 年送电量（含溪洛渡）1380.50 亿千瓦时，同比增长 11.13%，较年度计划赠送 264.72 亿千瓦时。其中云南电网公司完成西电东送电量 1051.24 亿千瓦时，同比增长 6.55%，比年度计划赠送 156.15 亿千瓦时；溪洛渡送广东电量 328.95 亿千瓦时，同比增长 28.69%，比年度计划赠送 108.58 亿千瓦时。云南电网公司的西电东送电量中，送广东 917.39 亿千瓦时，同比增长 7.26%，比年度计划赠送 152.29 亿千瓦时，其中通过跨省跨区市场机制交易的电量为 148.64 亿千瓦时（结算电量），平均成交价每千瓦时 0.16753 元；送广西 133.85 亿千瓦时，同比增长 1.92%，比年度计划赠送 3.85 亿千瓦时。

2018 年，滇西北直流实际送电 184.19 亿千瓦时，其中配套电源送电 126.40 亿千瓦时，非配套电源送电 56.26 亿千瓦时。由于送电价格未确定，2018 年滇西北直流的全部送电量暂按西电东送框架协议内价格预结算，待送电价格确定后再做清算。

3.2. 跨省跨区交易机制建设

1. 出台了《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则（暂行）》，跨省跨区交易规则更加完善。

2018 年 10 月 30 日，经国家发展改革委、国家能源局同意，广州电力交易中心正式印发了《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则（暂行）》。在此之前，南方跨省跨区交易执行的是 2017 年 6 月广州电力交易中心印发的《南方区域跨区跨省月度电力交易规则（试行）》。中长期规则与月度规则在重叠部分保持一致，但中长期规则适用范围更广。在中长期交易规则中，交易周期分为年度交易（2 个月及以上）、月度交易和月内临时交易；交易品种分为协议计划、直接交易、增量外送、合同交易。

年度交易品种按年度协议计划、年度直接交易、年度发电合同转让、年度增量外送、年度合同回购的顺序依次开展：

（1）年度协议计划。交易组织方式主要为双边协商。以年度协议计划为边界，依次开展各类年度市场化交易。

（2）年度直接交易。交易组织方式主要为集中竞价，也可以参照月度直接交易方式采用双向挂牌。

（3）年度发电合同转让。交易组织方式主要为双边协商。

（4）年度增量外送。交易组织方式主要为双边协商。

（5）年度合同回购。交易组织方式主要为双边协商。

月度交易品种主要按照月度协议计划、月度直接交易、月度发电合同转让、月度增量外送的顺序依次开展：

（1）月度协议计划。交易组织方式主要为双边协商。以月度协议计划作为边界，依次开展各类月度市场化交易。

（2）月度直接交易。交易组织方式主要为双向挂牌，也可以参照年度直接交易采用集中竞价方式。

（3）月度发电合同转让。交易组织方式主要为双边协商、双向挂牌。

（4）月度增量外送。交易组织方式主要为挂牌、保底消纳、临时支援。

2. 完善了清洁能源保底消纳机制

2017 年运行中一个比较突出的问题是跨省跨区交易不成交时的清洁能源消纳问题。为了解决这个问题，广州电力交易中心在 2018 年 5 月印发了《2018 年清洁能源保底消纳交易工作指引》，完善了清洁能源的保底消纳机制，这一机制同样纳入了后来印发的《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则（暂行）》中。

保底消纳是已组织的市场化交易结果不能满足送电省（区）清洁能源消纳需要，且送电省区内火电已安排最小运行方式时，由广州电力交易中心根据南网总调组织测算提供的清洁能源消纳需求等信息，并充分征求有关省区政府相关部门意见且经授权的电网企业履行一定程序后，统筹安排交

易计划并执行规则所述价格机制的交易组织方式。

保底消纳的电价有两种确定方式：一是由购、售电省（区）政府有关部门组织协商确定保底消纳电价；二是依据当月购、售电省（区）之间月度增量外送挂牌电价机制，参照购、售电省（区）内市场的最近一个月月度市场交易均价（折算至交易关口）的算术平均值确定保底消纳电价。

保底消纳一方面可以确保云南清洁能源的消纳，同时保底消纳的价格与市场化赠送价格一致，也能确保云南发电企业的送电收益，具有一定的积极作用。

3. 进一步完善了云贵水火置换交易机制。

广州电力交易中心一直积极推动南方五省区之间的水火置换交易，包括云贵水火置换、云南广东水火置换（云南广东发电合同转让交易）、广西广东水火置换、云南广西水火置换、各省区内部的水火置换等。从实际落地情况看，云贵置换是其中效果比较好的。

在 2017 年 9 月成功开展首次云贵水火置换交易的基础上，2018 年 6 月广州电力交易中心印发了《云贵水火置换交易工作指引》，完善了云贵水火置换交易机制，这一机制同样纳入了后来印发的《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则（暂行）》中。

云贵水火置换交易是指，在保障电网安全稳定运行的基础上，在“云南有弃水风险、贵州有送电能力、通道有输送空

间”的情况下，通过市场化交易方式将“黔电送粤”协议计划电量，由贵州省内燃煤发电企业向云南省内水电企业有偿转让的交易过程。2018 年云贵水火置换采用“网对网”方式组织，价格由云南、贵州双方政府有关部门协商确定。

在实际执行过程中，云贵水火置换交易机制还存在需要完善的地方：一是如何界定和量化“贵州有送电能力”存在较大的争议；二是价格机制尚未完全理顺，2018 年云南、贵州双方政府主管部门协商确定的置换价格为云南电厂得价 0.143 元/千瓦时，这一价格比同期云南增送广东的市场化交易均价低 1.5 分钱，不利于云电送粤市场价格的稳定。且这一价格为固定价格，不是按照市场机制形成的价格，难以长久维持；三是云贵水火置换电量的标的是“黔电送粤”电量，但该机制未考虑广东的利益诉求，广东省本可以支付更低的价格来购买云南增送的水电，没有形成“云南-广东-贵州”三方互利共赢的局面，从长久来看，可能会影响“黔电送粤”框架协议计划的签订和“云电送粤”增量市场的稳定，有待进一步完善。

4. 云南参加跨省跨区交易主体进一步增加。

2017 年 6 月，云南省能源局明确了第一批参加跨省跨区市场化交易的 14 家水电厂名单；2017 年 11 月，省能源局新增苗尾、龙江水电站参与跨省跨区市场化交易。2018 年 6 月，云南省能源局印发《关于有关电站纳入云贵水火置换电量承

接范围的通知》，新增马鹿塘、普西桥、泗南江等 3 家电站可以参与云贵水火置换交易。2018 年底云南省共放开 19 家电厂参与跨省跨区交易，合计装机 3036.4 万千瓦，占中调及以上水电装机的 56.8%。

3.3. 跨省跨区月度交易情况

2018 年广州电力交易中心组织的云南跨省跨区交易中，共有 15 场次具有成交记录，云南电厂侧累计成交市场化电量 150.03 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.16753 元。其中，云南增送广东市场化交易成交电量 106.87 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.17751 元；云贵水火置换交易成交电量 43.47 亿千瓦时，平均成交价每千瓦时 0.143 元。

表 3-1 2018 年云南西电东送市场化交易统计（单位：万千瓦时、元/千瓦时）

交割时间	交易品种	广东侧 成交电量	云南侧 成交电量	贵州侧 成交电量	广东侧 落地电价	云南侧 上网电价
2018 年 1 月	云南增送广东	113000	120951		0.4505	0.25278
2018 年 3 月	云南增送广东	94000	100610		0.4324	0.23756
2018 年 7 月	云南增送广东	94000	100610		0.34851	0.15918
2018 年 7 月	云贵水火置换	280	300		0.32599	0.13
2018 年 7 月	云贵水火置换		100700	101220	0.32599	0.143
2018 年 7 月	云南增送广东	100000	107032		0.34851	0.15918
2018 年 8 月	云南增送广东	110300	118056		0.34706	0.15783
2018 年 8 月	云贵水火置换		121733	122630	0.32599	0.143
2018 年 8 月	云贵水火置换		42000	39241	0.32599	0.143
2018 年 8 月	云南增送广东	168200	180028		0.34706	0.15783
2018 年 9 月	云南增送广东	149500	160013		0.34483	0.15574
2018 年 9 月	云贵水火置换		170000	158831	0.32599	0.143
2018 年 10 月	云南增送广东	47000	50305		0.34910	0.15973

交割时间	交易品种	广东侧 成交电量	云南侧 成交电量	贵州侧 成交电量	广东侧 落地电价	云南侧 上网电价
2018年10月	云南增送广东	94429	101069		0.3491	0.15973
2018年11月	云南增送广东	28029	30000		0.39304	0.20079
合计		998738	1503407	421922	0.36832	0.16753

第四章 2019 年电力供需预测

4.1. 宏观经济形势预测

国际方面。预计世界经济在经历了较快复苏之后，面临下行风险。最近国际货币基金组织（IMF）将 2019 年的全球经济增长预测值从 3.9% 下调至 3.7%。宏观政策高度不确定和金融风险不断积累是影响全球经济放缓的主要因素。不过，整体看全球经济增速还是在一个健康的区间内。从目前情况看，世界正在从传统国际分工走向全球价值链分工。全球金融危机之后，各国货币政策经历了从趋同到分化，再到趋同这样一个过程。整体来看，2019 年将面临全球金融环境整体趋紧的态势，但美元指数会继续维持升值态势，国际大宗商品价值将低位徘徊。根据国际货币基金组织预测，2019 年中国经济增长率为 6.2% 左右。

国内方面。2019 年是新中国成立 70 周年，是决胜全面建成小康社会第一个百年奋斗目标的关键之年，目标仍然是经济稳增长和高质量发展，围绕供给侧结构性改革这条主线，聚焦“去产能、去库存、去杠杆、降成本、补短板”五大任务，全力打好三大攻坚战。但经济下行压力有所加大，部分企业经营困难较多，长期积累的风险隐患有所暴露。预计 2019 年的经济增速可能位于 6.2-6.5% 的区间，其中房地产投资可能位于 5%-8% 的区间，制造业投资放缓可能性较大。

预计 2019 年消费稳中略缓，消费增长 9%左右，略低于 2018 年。目前工业品的整体价格仍然在上涨，产能扩张并没有出现过热的局面，工业行业整体产能利用率在 76%-77%左右，处于比较高的水平，采矿业、制造业投资增速仍会维持较高的水平，2019 年制造业投资增速预计在 8%左右。

省内方面。从云南省统计局发布的 1-11 月云南经济运行情况来看，今年以来，云南省经济运行总体平稳向好，主要经济指标增速排位靠前，全省工业经济、消费市场、外贸进出口保持平稳增长、投资结构进一步优化，全省经济运行呈现总体平稳、转型加快、质量提升的良好发展态势。云南省委常委会召开扩大会议研究 2019 年经济工作思路时强调认清形势、坚定信心、保持跨越式发展良好势头。云南省 2019 年继续坚持稳中求进工作总基调，坚持新发展理念，坚持以供给侧结构性改革为主线，统筹推进稳增长、促改革、调结构、惠民生、防风险各项工作，进一步稳就业、稳金融、稳外贸、稳外资、稳投资、稳预期，走出一条高质量跨越式发展的路子来。同时云南为推动高质量发展，将继续重点打造“绿色能源”“绿色食品”“健康生活目的地”三张牌，为跨越式发展的云南注入绿色高质量发展新动能。综合分析，预计 2019 年全省工业经济平稳增长的可能性较大，但增速有放缓的趋势。

综合来看，随着一系列高质量发展的有利政策落地实

施，预计 2019 年整体用电形势较为乐观，但大幅上行压力较大。

4.2. 省内用电需求预测

在经济形势延续今年稳中有进、稳中向好的态势下，加上 2019 年新增负荷偏多，预计 2019 年云南省用电需求将稳步增长。

根据云南电网公司市场营销部发布的预测报告，从新增负荷分析，预计 2019 年云南省新增大工业负荷为 250 万千瓦，预计新增电量约 43 亿千瓦时，其中负荷较大的用户有昭通云铝海鑫铝业（建成未投产部分，55 万千瓦）、大理鹤庆溢鑫铝业有限公司（35 万千瓦）、丽江隆基硅材料公司二期（6.5 万千瓦）、文山马塘水电铝（80 万千瓦）、文山富宁神火集团水电铝（75 万千瓦）。

综合考虑，预计 2019 年省内售电量为 1443.5 亿千瓦时（自然月），同比增长 7.5%。

4.3. 西电东送计划安排

云电送粤方面，根据云电送粤“十三五”框架协议和网公司年度计划，2019 年安排云电送粤电量（含溪洛渡）1035 亿千瓦时，比 2018 年计划电量 985 亿千瓦时增加 50 亿千瓦时，其中云南电网送电量 815 亿千瓦时，比计划增加 50 亿千瓦时。增加原因为滇西北直流已经全面投产，滇西北送粤

电量从 150 亿变 200 亿千瓦时。另外，综合考虑云南总外送与溪洛渡电厂发电的关系，溪洛渡电厂上网电量暂安排 260 亿千瓦时，其中送广东 220 亿千瓦时，留存云南 40 亿千瓦时，均与 2018 年持平。

云电送桂方面，根据南方电网公司下发的年度计划，2019 年云电送桂暂按 130 亿千瓦时考虑。

4.4. 境外送电需求预测

越南方面，2018 年全年越南国内生产总值（GDP）增长 7.08%，创下 11 年以来新高。其中，工业和建筑业增长 8.85%，贡献率达到 48.6%；服务业增长 7.03%，贡献率达到 42.7%；商品和服务出口增长 14.27%，商品和服务进口增长 12.81%。因此预计 2019 年越南自中国购电需求不会有太大变化，保持在 15 亿千瓦时左右。对缅甸售电量预计 0.7 亿千瓦时左右，根据瑞丽江电厂来水和达贡山镍矿的生产情况有所波动。

综上，预计 2019 年境外送电量为 15.85 亿千瓦时，其中对越送电量 15.15 亿千瓦时，送缅甸电量 0.7 亿千瓦时，无送老挝电量。

4.5. 发电能力分析

预计 2019 年将新增 191 万千瓦装机容量，主要为里底、乌弄龙等水电站以及风电和光伏等新能源投产。水电方面，新增发电容量 132 万千瓦；新能源方面，风电新增 33 万千

瓦、光伏新增 12 万千瓦；余热及其他类型新增 15 万千瓦。

水电方面，综合考虑近年来各大流域来水周期演化规律和变化趋势，预计 2019 年各流域除少数水电厂来水趋势为平偏丰水平外，其余总体为平水年、平偏枯或枯水年的可能性较大。其中，澜沧江流域来水预计与多年平均基本持平，金沙江流域来水预计与多年平均基本持平；元江红河流域各水电厂来水与多年平均水平基本持平或偏枯；伊诺瓦底江流域中，大盈江流域水电厂来水可能较多年同期平均水平略偏枯，龙川江流域来水预计与多年平均水平基本持平；珠江流域南盘江梯级各水电厂和鲁布革电厂来水预计均低于多年平均水平。小湾、糯扎渡 2019 年初水位分别在 1239 米、810 米附近；2019 年入汛前将小湾、糯扎渡水位消落至 1170 米和 770 米附近；汛末蓄至 1240 米、812 米的高水位；年末水位初步按照 1230 米、810 米考虑。水电机组检修按照年度检修进度开展。另外，考虑来水不足和水头不足及机组缺陷等引起容量扣减以及新增水电机组增加发电能力考虑。预计 2019 年省调平衡水电发电能力约为 2549 亿千瓦时（含溪洛渡电量）。

火电方面，2018 年年底，在政府部门和其余相关单位的督促下，各火电企业开始积极存煤，目前来看部分火电厂来煤形势较好。按照火电预计的最大发电能力安排，滇南三厂 1-2 月开单机，3-5、12 月开双机运行，镇雄、威信两厂 1-5、

11-12 月开单机运行，汛期按涉及安全、供热供气所需电量的最小方式安排，全年可发电量为 204 亿千瓦时，2019 年火电发电利用小时数可达 1643 小时。若火电仅按基本运行方式安排发电，枯期安排革命老区政策性电量、涉及安全和供热供气所需电量（小龙潭单机带 28 万千瓦负荷，红河、巡检司单机带 16 万千瓦负荷，镇雄、威信单机带 36.5 万千瓦负荷，其余保安全机组按要求开机），汛期按涉及安全、供热供气所需电量的最小方式安排，全年发电量为 163 亿千瓦时，发电利用小时数为 1312 小时。

新能源及中小水电方面，暂按全额吸纳考虑，风电和太阳能发电能力为 261 亿千瓦时；地方中小水电发电量为 398 亿千瓦时。

第五章 2019 年市场化交易预测

5.1. 省内市场化交易预测

电量方面，考虑到 2019 年全面放开了一般工商业用户参与交易，市场化放开程度比 2018 年更高，结合 2019 年经济形势分析，预计 2019 年发电企业与电力用户、售电公司之间的直接市场化交易电量将超过 900 亿千瓦时，如水电铝、水电硅等项目如期投产、市场形势更好，则交易电量将有望进一步增长。

电价方面，综合 2019 年来水情况、用电增长预测，预计 2019 年市场价格走势与 2018 年基本一致，枯平期价格相对较高，市场均价在每千瓦时 0.21-0.25 元左右；汛期价格相对较低，市场均价在每千瓦时 0.11-0.15 元左右。

5.2. 省内市场运行特点分析

1.市场进一步放开。2019 年云南在全面放开所有大工业用户的基础上，进一步放开所有一般工商业用户进入市场，至此云南除了居民生活、农业生产用电之外，其他用户均已放开进入市场。电厂侧，2019 年对应放开了部分地调、县调管辖的 110 千伏并网小水电进入市场，并探索了小电参与市场交易的三种模式，市场稳步放开。

2.市场更加活跃。经过近几年的培育，各方已经逐步适

应了云南电力市场的规则，形成比较良好的市场生态，各个主体在市场中的定位越来越准确，对市场的适应越来越好，对市场的信心越来越强。以售电公司为例，2018 年底注册的售电公司达到 110 家，其中缴纳了保证金的售电公司达到 65 家，比年初增加了 30 多家。2019 年随着一般工商业用户的全面放开，预计云南电力市场的活跃程度、各方主体的市场信心都会进一步增强。

3.规则更加完善简洁高效，交易体验更优。经过市场的遴选，云南电力市场的交易规则从最初的“由简到繁”，逐步过渡到 2019 年的“由繁到简”，不再设置专项、增量等过于复杂和特殊的交易方式，整个规则更加简洁高效。交易组织方面，仅设置双边协商、连续挂牌、合约转让三种方式；交易结算方面，对优先、市场化等各类型电量统一结算，不再区分结算顺序，结算效率更高；同时对注册、退出、信用评级等方面也进行了大幅优化。整体来讲市场主体参与交易的体验度会更好，有利于营商环境的改善。

4.市场风险更加可控。2019 年交易规则在保持整体稳定的前提下，增加了较多的市场风险防控措施，主要防控空买空卖、价格失真、操纵市场等方面的风险。利用风险厌恶理论，设置了“绿”“黄”“红”三类风险控制区。在规则允许范围内（“绿”区），市场主体可以自由交易，享受优质交易服务；达到“黄”区条件可以继续保留在市场中，但需

要受到约束和惩罚，例如累计 3 个月双边交易完成率低于 80%则取消双边交易权限，只能在集中市场进行交易，售电公司评级降低则需要增加保证金额度等；市场主体的行为一旦触碰“红”线，则将被清理出市场。通过完善的风险防控体系，引导市场主体遵规守纪，护航云南电力市场行稳致远。

5.以市场主体为中心的交易服务更加优质，主体的获得感更强。云南电力市场归根结底是“市场主体”的电力市场，2019 年以市场主体为中心的特征将体现的更为明显。目前已经形成了“两端一微一网一语音”的服务渠道（电脑客户端，移动客户端，微信公众号，官方网站，95598 服务热线），在云南省能监办组织的 2018 年度电力交易机构第三方客户满意度测评中，昆明电力交易中心得分 91.75 分（总分 100 分），充分体现市场主体对交易中心服务质量的肯定。2019 年昆明电力交易中心将利用已经建成的互联网+视频会议系统提供直播培训等服务，在 2019 年交易规则的直播培训中，最大在线人数超过 500 人，受到市场主体的热烈好评，计划常态化组织电力市场直播讲座、互动答疑等服务。2019 年昆明电力交易中心还将对官方网站、移动 APP、交易系统进行改版，呈现更加友好的用户界面和操作体验，对交易服务费采用阶梯收费方式，交易电量规模越大，费率越低，持续提升市场主体的获得感。