

2016年7月22日

电力设备新能源

光大证券
EVERBRIGHT SECURITIES

电改系列报告（一）：详解广东交易，细看售电前景

行业动态

◆广东售电交易率先迈出脚步

广东省是最早纳入电力改革售电侧试点的地区。从2006年起广东开始试行直购电交易，直购电规模近三年负荷增长率高达160%，开展电力竞价交易的基础较为成熟。广东经信委已分两批共计批复67家售电公司，除电网售电公司以及拥有微网的售电公司以外的5类售电主体全部涉及。今年3月起广东已率先开展了有售电公司参与的电力集中竞价交易。

◆用户侧竞价技术性强，售电公司优势明显

差额返还机制使得发电企业报价简单粗暴。与发电侧相比，用户侧报价中标区间更窄，不到发电侧的70%，同时用户侧结算价差对申报价差的敏感性是发电侧的10倍以上。从竞价结果看，售电公司与电力大用户相比优势显著，反映在中标率和结算价差方面，以70%左右的中电量分享了90%左右的发电企业让利，实现了量与价的兼得。

◆售电公司初期暴利模式难持续

由于目前计划分配电量已在盈亏平衡小时数以上，广东电力集中竞价交易中发电企业报价时仅考虑边际成本，以价换量，最终成交降价幅度在0.1元/kWh以上。与此同时用户对售电公司的降价要求参照去年大用户直购电0.7分/kWh的平均降价，基本在1分左右，售电公司获得暴利。随着发电计划放开程度的提升以及用户降价预期的提升，这种暴利将难以持续。经过测算，我们预计1-2年内发电企业在集中交易中可以接受度电5-6分的降价，售电公司度电利润2-3分，对应200亿左右的行业利润空间；中长期来看，发电企业降价幅度3-4分，售电公司度电利润1-2分，对应300-400亿的行业利润空间。

◆依靠差异化获取客户将是售电公司制胜之道

市场准入门槛的设立以及电力交易的复杂性使得用户对于售电公司有客观需求，在未来售电牌照不再稀缺的情况下依靠差异化获取客户将是售电公司制胜之道。在各类售电公司中，我们认为最有竞争力的是能够直接接触客户并通过差异化服务绑定客户的主体。从事用电服务的公司具有广泛的潜在售电客户基础，用电服务建立起的粘性又有助于有效绑定客户；从事需求侧响应服务的公司在用电负荷预测以及个性化电力套餐提供方面优势显著；从事增量配电网运营的公司手握用户用电信息、用户受电工程的审核以及电费的结算这三项权利，赢得售电先机。

◆投资建议

建议买入智光电气，看好其从用电服务切入售电市场的客户基础及业务协同；建议关注从需求侧响应服务切入售电的炬华科技，从配电网建设运营切入售电的北京科锐、韶能股份。

◆风险分析：

售电侧改革扩容推进不达预期，增量配电网建设放开不达预期。

买入（维持）

分析师

王海山（执业证书编号：S0930514070004）

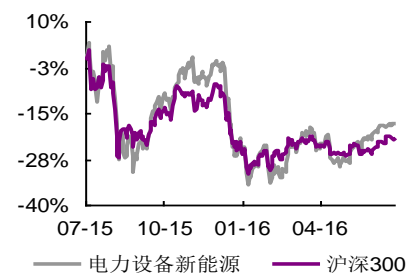
联系人

刘锐

021-22169116

liur@ebsec.com

行业与上证指数对比图



相关研报

打造用电服务+售电闭环，布局大能源服务
.....2016-03-24

目 录

1、 电改 2.0，进行正当时	3
1.1、 新一轮电改，直指交易市场化	3
1.2、 改革红利释放：售电侧市场	3
2、 广东：竞争性电力市场的先行者	4
2.1、 售电市场逐步放开，售电公司主体呈现多元化	4
2.2、 市场主体设立准入门槛	6
2.3、 竞价规则：价差对撮合，差额按比例返还	8
3、 发电侧血拼，售电公司获得暴利	9
3.1、 报价策略发电侧简单粗暴，用户侧技术要求高	9
3.2、 售电公司技术优势显著，获得“暴利”	11
4、 售电前景：初期暴利模式难持续，长期竞争力靠差异化	13
4.1、 上下游变化将影响售电公司盈利能力	13
4.2、 直接交易电量占比的提升将降低发电侧降价幅度	13
4.3、 长期竞争靠差异化获取用户	14
4.4、 用电服务充分挖潜	14
4.5、 需求侧响应：掌握用户需求占得先机	15
4.6、 增量配电网运营：享受电网的权利	16
5、 投资建议	17
5.1、 智光电气：潜在客户充足，用电服务与售电协同	17
5.2、 建议重点关注	18
6、 风险提示	18

1、电改 2.0，进行正当时

1.1、新一轮电改，直指交易市场化

2002 年启动的第一轮电力体制改革在前期“政企分离”的基础上，进一步实现了厂网分离，并初步实现了“主辅分离”，破除了独家办电的体制束缚，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局。但同时，电网企业垄断地位依旧，电力交易市场化不足，新能源开发和并网困难等问题依然存在。

图 1：首轮电改后遗留问题

交易机制缺失	价格关系未理顺	政府职能转变不到位	新能源开发利用面临困难
<ul style="list-style-type: none"> 售电侧有效竞争机制尚未建立，发电企业和用户之间市场交易有限，市场配置资源的决定性作用难以发挥 	<ul style="list-style-type: none"> 电价管理仍以政府定价为主，电价调整滞后成本变化，难以及时并合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出 	<ul style="list-style-type: none"> 各类规划协调机制不完善，各类专项发展规划之间、电力规划的实际执行与规划偏差过大 	<ul style="list-style-type: none"> 光伏发电等新能源产业设备制造产能和建设、运营、消费需求不匹配，可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决

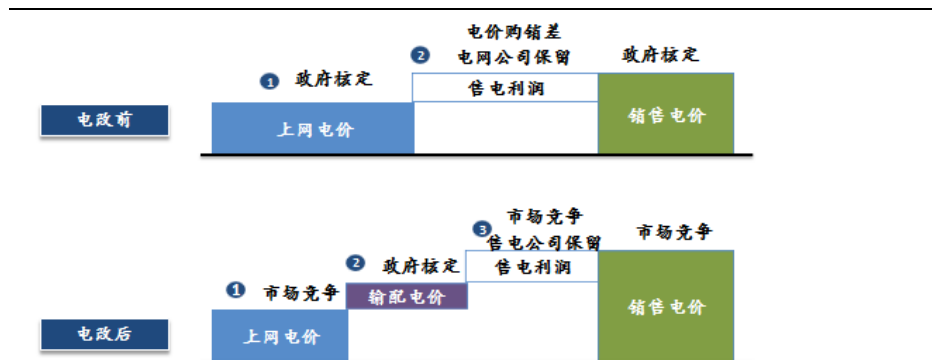
资料来源：《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》

2014 年 4 月，李克强总理在新一届国家能源委员会首次会议提出要大力推进包括电力体制改革在内的能源体制改革。2015 年 3 月，国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（以下简称“电改 9 号文”），正式开启新一轮电力体制改革，旨在降低电力成本，调整产业结构，提高能源利用率，提高电力系统安全可靠，促进节能环保，建立一个“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、监管有效”的电力市场体制。

1.2、改革红利释放：售电侧市场

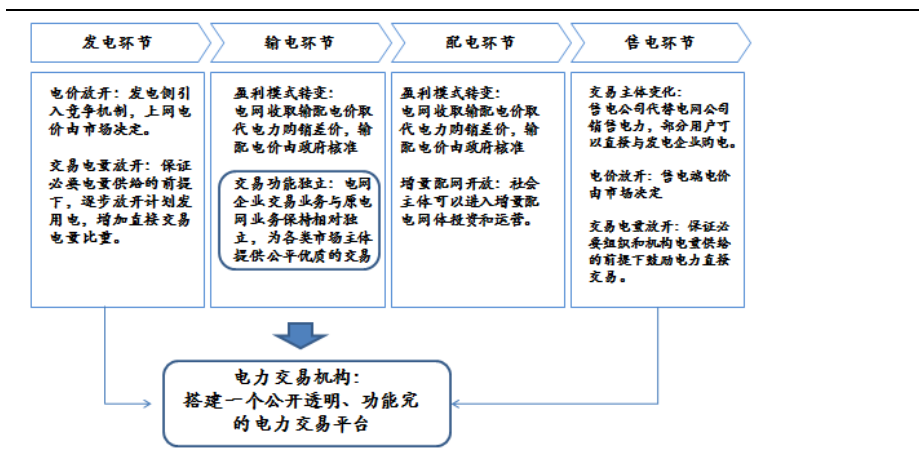
本轮电力体制改革的最终目的是打破电网公司垄断地位，构建充分竞争的电力市场，还原电力的商品属性，从而提高电能生产效率，降低电力成本。核心内容是“放开两头，管住中间”，即放开发电、售电等属于竞争性环节的价格，管住输电、配电等属于自然垄断环节的价格。相应的，电价的组成机制、电力系统中各个环节的业务结构和盈利模式也发生变化。

图 2：电改改变电价组成



资料来源：光大证券研究所

图 3：电改带来各环节业务结构和盈利模式变化



资料来源：《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，光大证券研究所

此次电改最大亮点在于对售电端市场的放开，包括市场准入的放开和可直接交易电量放开，进一步促进电力行业的市场化发展。一方面，除了传统电网公司，售电公司作为一种全新的市场主体，被允许进入售电端市场，代理用户与发电企业进行电力交易。另一方面，电改配套文件《关于有序放开发用电计划的实施意见》中明确提出在保障无议价能力的用户用电的基础上，通过直接交易、电力市场等市场化交易方式，逐步放开其他的发用电计划。可直接交易电量的放开，为电力市场化交易开启更大空间。

中国电监会披露的《电价监管报告》显示，2015 年全年，我国社会用电量约为 5.6 万亿千瓦时，按照全国平均销售电价 0.492 元/千瓦时计算，全国售电市场总容量达到近 3 万亿元。根据中电联发用电数据，2010 年至 2015 年，发电设备平均利用小时数总体逐年下降，电力行业明显供大于求，发电端竞争将促使发电企业控制运行机组运营成本，降低上网电价。发电价格的降低将通过市场化的电力交易模式传导到售电端，由售电公司和电力用户分享。售电公司这一新兴主体成为改革红利释放的直接受益者。

2、广东：竞争性电力市场的先行者

2.1、售电市场逐步放开，售电公司主体呈现多元化

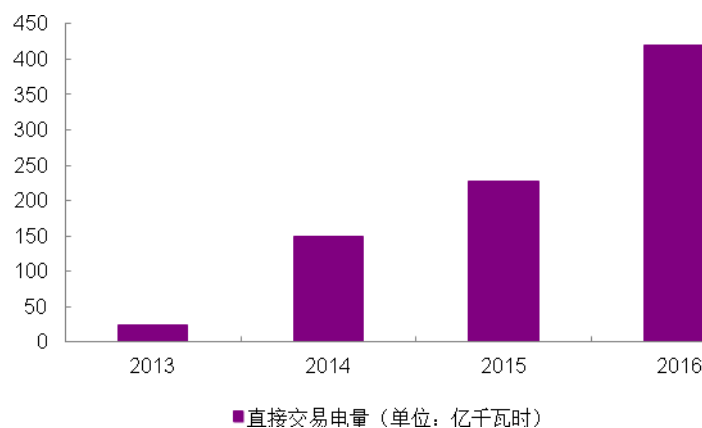
本次电改的主要目的是形成竞争性的电力市场，还原电力产品的商品属性。售电侧的开放实现了终端电力产品的市场化定价，是核心改革措施之一。广东省是最早纳入电力改革售电侧试点的地区。从 2006 年起，广东开始试行直购电交易，并陆续推出了一系列相关指导文件，极大地促进电力用户和发电企业直接展开电力交易，为售电侧电力改革奠定了坚实的基础。近年来广东直接电力交易的规模不断扩大，近三年复合增长率高达 160%。

表 1：广东省电力体制改革进程

时间	主要事件
2006 年	广东台山发电厂与 6 家电力大用户开展首次直购电交易试点，年交易电量约 2 亿千瓦时
2013 年	系列直购电交易相关文件出台，《广东电力大用户与发电企业直接交易暂行办法》，《广东省电力大用户与发电企业直接交易扩大试点工作实施方案》，《广东电力大用户与发电企业集中竞争交易实施细则》，进一步规范和促进了直购电交易发展
2013 年	广东首次电力用户与发电企业集中竞争交易开市
2015 年 12 月	国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司批复同意广东省开展售电侧改革试点
2015 年 12 月	广东省经信委下发的《关于 2016 年电力大用户与发电企业直接交易有关事项的通知》，明确售电公司将进入电力直接交易市场，采用代理电力用户购电的方式，参与长期协议交易和竞争交易
2016 年 3 月	广州电力交易中心挂牌，广东经信委和南方能监局下发了《关于明确 2016 年售电公司参与直接交易有关事项的通知》。同期，广东电力市场交易系统上进行了有售电公司参加的首次集中竞争交易

资料来源：公开资料，光大证券研究所

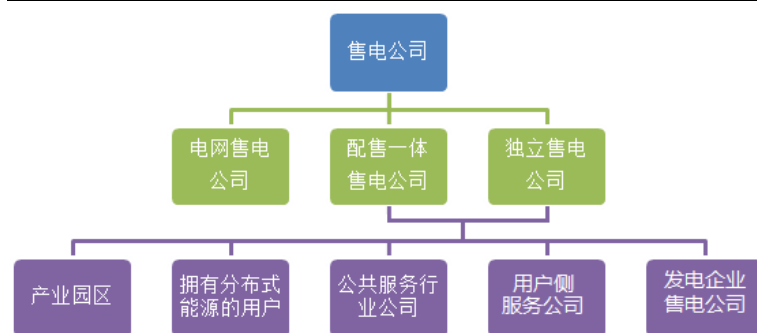
图 4：2013 年-2016 年广东省直购电规模



资料来源：《关于广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作实施方案》

电改 9 号文明确提出有序向社会资本开放售电业务，多途径培养市场主体，并在配套文件中再次提出产业园区、公共服务行业公司等 7 类主体可成立售电公司，从事售电业务。售电市场广阔的前景和盈利空间，吸引不同背景企业以独资或者参股的形式设立售电公司，参与市场交易。截止 2016 年 6 月，全国 31 个省市范围内已成立超过 559 家售电公司。

图 5：售电主体类型



资料来源：光大证券研究所

广东省经信委在今年1月和6月先后批复了67家售电公司，准许参与广东省电力集中竞价交易，其中既有发电企业投资设立的售电公司，也有第三方独立售电公司，各类售电公司竞争优势和发展趋势有其自身特点。

表 2：售电公司竞争优势与发展趋势

类型	竞争优势	发展趋势	代表企业
电网企业的售电公司	电网公司的技术积累，人才资源和客户关系	利用电网资源，扩大客户规模和售电规模，议价能力强，争取更优惠的购电价格	
发电企业投资和组建售电公司	发电企业政府资源和电网资源积累，发电端自然延伸，有利于成本控制	产业链向下游延伸，投资建设配电网，打造配售一体化服务	粤电力 A、深圳能源
社会资本投资拥有配电网运营权的售电公司	掌握配电网资源，直接面对客户，配售一体，协同效应明显	拥有一定的客户资源和业务资源，在局部地区形成垄断	穗开电业
符合条件的高新技术产业园区或经济技术开发区	客户群体和用电需求明确，可以提供有针对性的用电服务和综合能源管理服务	投资建设配电网和分布式电源，分享分布式能源政策红利，打造配售一体化服务；满足园区客户不同用电需求，提供综合用电服务	穗恒运 A
允许拥有分布式电源的用户或微网系统	享受国家政策扶持，发配售一体，更为灵活	投资建设配电网，打造发配售一体化服务	
供水、供气、供热等公共服务行业公司	客户资源，服务经验和节能技术方面的积累	与现有供水，供气，供热服务整合，开拓能源综合服务市场	新奥能源
节能服务公司从事售电业务	售电业务与用电服务结合，业务协同效应明显	基于用户购用电数据分析，提供综合能源管理服务。	智光电气

资料来源：光大证券研究所

2.2、市场主体设立准入门槛

由于电力生产、消费必须实时平衡的特点，电力市场一旦运转失效，将直接影响电网安全。从国外电改的经验来看，在电力用户的准入方面，大部分国家参考电力用户接入电压和用电量，从大型工业用户开始，逐步放宽参与直接交易电力用户的交易资格。随着电力市场市场化水平的逐步完善，市场化价格形成机制的逐渐成熟，开放电力直接交易给越来越多的用户，最终使得所有的电力用户都能够自主选择符合自己要求的电力供应商。广东也不例外，通过相关文件，对电力交易中的市场主体包括发电企业、售电公司和电力用户的准入设立了门槛。

表 3: 广东售电市场准入门槛

市场主体	条件	数量	说明
发电企业	单机容量 30 万千瓦及以上的燃煤发电厂	38	现有符合条件的发电企业 38 家,均已注册,合计装机容量约 5090 万千瓦
售电公司	售电公司资产总额在 5000 万元以上,专职在岗员工 10 人以上(主要包括生产技术部、市场营销部、财务经营部和综合部),其中至少高级职称 1 人,中级职称 3 人	67	已完成注册的售电公司,且已获得广东省经信委批复
电力用户	大工业用户: 1. 年用电量 8000 万千瓦时以上的省内大型工业企业 2. 列入《广东省主题功能区开发产业发展指导目录》的园区内年用电量 800 万千瓦时以上的企业 广州开发区内年用电量 1000 万度以上的规模以上工业企业	333	符合上述条件且已在广东电力交易中心注册的用户 333 家,2015 年总用电量约 240 亿千瓦时
	商业用户: 2015 年用电量 5000 万千瓦时以上的商业用户		
	园区一般用户: 部分省级产业转移园区内不满足电力大用户标准的工商业用户,必须通过售电公司代理进行购电	168	11 个产业园区内企业在 1000 家以上,目前注册用户 168 家

资料来源: 国际电力网、光大证券研究所

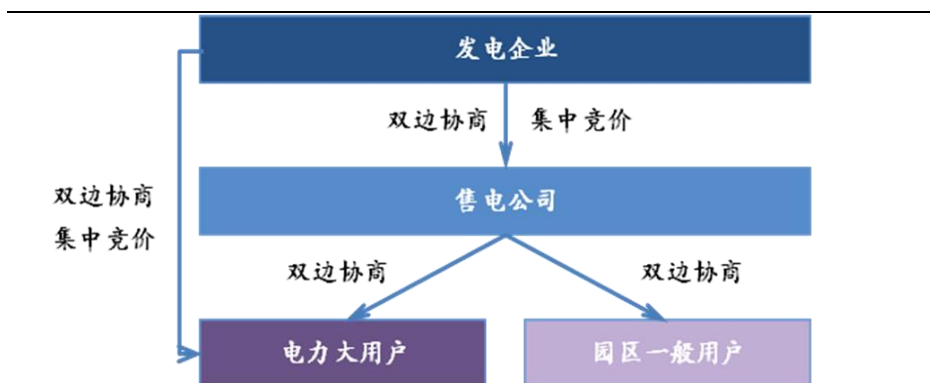
在直购电交易中,市场主体可以选择两种交易模式: 双边协商交易和集中竞价交易。2016 年广东省直接交易电量年度目标为 420 亿千瓦时,其中双边协议交易电量为 280 亿千瓦时,竞争交易电量为 140 亿千瓦时,不同类型的市场主体间可以采用不同交易模式。

表 4: 直购电交易模式

交易类型	交易过程
竞争交易	各市场主体应按照交易通知要求提前在广东电力市场交易系统上填报交易电量需求,未按时填报的视为不参与当月竞争交易。
协商交易	在协商交易市场上,售电公司应按购、售电量总量平衡的原则签订购售电合同,确定其签约用户年度协商电量及月度分解量并报交易中心备案。

资料来源: 《广东省关于明确 2016 年售电公司参与直接交易有关事项的通知》

图 6: 直购电市场主体主要交易模式



资料来源: 光大证券研究所

2.3、竞价规则：价差对撮合，差额按比例返还

电力集中竞价交易的主要流程为：交易主体报价、形成价差对、排序成交、差额返还。由于相关交易规则文件中的表述较为晦涩，下面我们以具体示例说明竞价过程和价格形成机制。

假定某月集中竞价电量规模上限为 2000 万千瓦时，发电侧有四家发电企业参与，总申报电量 2400 万千瓦时，用户侧有四家用户（售电公司或电力大用户）参与，总申报电量 2300 万千瓦时。用户侧申报与现行目录电价中电量电价的价差，发电侧申报与上网电价的价差，形成的价差对（发电企业申报价差-大用户申报价差）按照从小到大的顺序排列，依次成交。

表 5：集中竞价申报情况

发电企业	申报电量 (万 kWh)	申报价差 (厘/kWh)	用户	申报电量 (万 kWh)	申报价差 (厘/kWh)
A	800	-500	1	600	-1
B	700	-450	2	600	-20
C	600	-400	3	600	-40
D	300	-350	4	500	-60

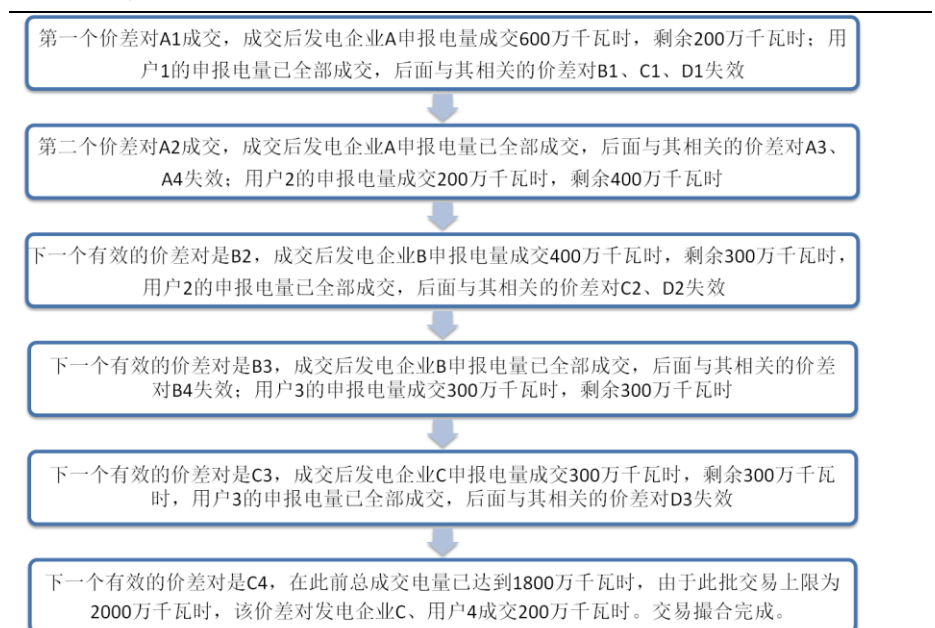
资料来源：光大证券研究所

表 6：价差对排序

序号	价差对	差值	序号	价差对	差值
1	A1	-499	9	B4	-390
2	A2	-480	10	C2	-380
3	A3	-460	11	C3	-360
4	B1	-449	12	D1	-349
5	A4	-440	13	C4	-340
6	B2	-430	14	D2	-330
7	B3	-410	15	D3	-310
8	C1	-399	16	D4	-290

资料来源：光大证券研究所

图 7：集中竞价交易撮合过程



资料来源：光大证券研究所

最终撮合结果统计：发电企业侧，发电企业 A、B 申报电量全部成交，C 成交 500 万千瓦时，D 无成交；售电公司侧，售电公司 1、2、3 申报电量全部成交，4 成交 200 万千瓦时。

成交的发电企业平均申报价差为-457.5 厘/kWh，成交的用户平均申报价差为-24.3 厘/kWh，双方申报的价差电费总量存在差额，这部分差额按照交易中心事先规定的比例分别返还给发电企业和用户。发电企业获得的总返还差额在各个发电企业间按其申报价差电费占发电企业总申报价差电费的比例分配，用户获得的总返还差额在各个用户间按其申报价差电费占用户总申报价差电费的比例分配。若按照广东省今年前三批集中竞价交易的规则，差额按照 75%和 25%的比例分别返还给发电企业和电力用户。

$$\text{平均结算价差} = -457.5 + (-24.3 + 457.5) \times 0.75 = -132.6 \text{ 厘/kWh}$$

发电企业 A 结算价差：

$$= -500 + \frac{500 \times 800}{457.5 \times 2000} \cdot \frac{(-24.3 + 457.5) \times 2000 \times 0.75}{800} = -144.9 \text{ 厘/kWh}$$

用户 1 结算价差：

$$= -1 - \frac{1 \times 600}{24.3 \times 2000} \cdot \frac{(-24.3 + 457.5) \times 2000 \times 0.25}{600} = -5.5 \text{ 厘/kWh}$$

表 7：集中竞价成交结果

	发电企业/ 用户	申报价差 (厘/kWh)	成交电量 (万 kWh)	平均申报价差 (厘/kWh)	平均结算价差 (厘/kWh)	结算价差 (厘/kWh)
发电企业	A	-500	800			-144.9
	B	-450	700	-457.5	-132.6	-130.4
	C	-400	500			-115.9
用户	1	-1	600			-5.5
	2	-20	600			-109.1
	3	-40	600	-24.3	-132.6	-218.3
	4	-60	200			-327.4

资料来源：光大证券研究所

3、发电侧血拼，售电公司获得暴利

3.1、报价策略发电侧简单粗暴，用户侧技术要求高

3-5 月份广东电力交易中心集中竞价分别成交 10.5 亿 kWh、14.5 亿 kWh 和 14 亿 kWh。申报价差差额按发电企业 75%、用户 25%的比例分别返还给发电企业和电力用户，结算均价分别为-125.6、-147.9 和-133.3 厘/kWh。

表 8: 广东 3-5 月电力集中竞价交易情况 (单位: 厘/kWh)

月度	发电厂/用户	发电厂 申报均价	用户 申报均价	申报价格	结算均价	结算价
3 月	发电厂 (最高)			-240.0		-70.2
	发电厂 (最低)	-429.0	-24.4	-500.0	-125.6	-146.3
	用户 (最高)			-0.1		-0.5
	用户 (最低)			-38.4		-197.6
4 月	发电厂 (最高)			-371.0		-125.6
	发电厂 (最低)	-436.9	-51.6	-500.0	-147.9	-169.3
	用户 (最高)			-1.1		-3.2
	用户 (最低)			-76.0		-217.9
5 月	发电厂 (最高)			-461.1		-124.4
	发电厂 (最低)	-494.1	-13.0	-500.0	-133.3	-134.9
	用户 (最高)			-2.0		-20.5
	用户 (最低)			-29.6		-303.5

资料来源: 北极星电力网, 光大证券研究所

发电侧竞价仅考虑边际成本, 以价换量。广东省 2016 年放开的直接交易电量规模为 420 亿千瓦时, 预计仅占全年用电量的 8% 左右。由于计划分配电量已经在盈亏平衡小时数以上, 发电企业在集中竞价交易时仅需要考虑发电的边际成本。以火电为例, 根据机组规模的差别, 度电耗煤量为 270-340g, 考虑水费和环保费用等其它费用, 边际成本约为 0.2 元/kWh。

表 9: 火电企业成本组成

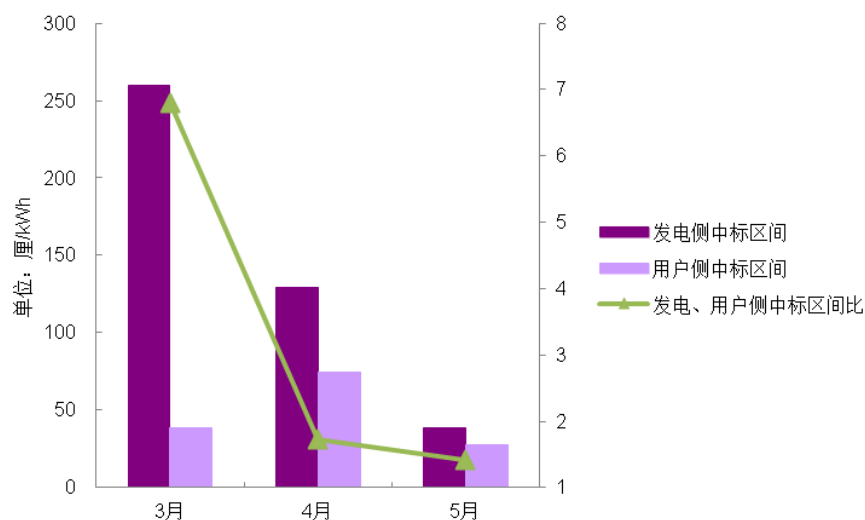
成本类型	项目	备注
固定成本	折旧费	每千瓦投资 4000 元左右, 按残值率 5%、使用寿命 20 年考虑
	人员工资	
	材料费和修理费	
	财务费用	项目投资中, 20% 为资本金, 80% 为长期借款
可变成本	燃料费	与机组类型有关, 耗煤量为 270-340 克/千瓦时, 需考虑发电厂用电率
	水费	
	环保费用	包括二氧化硫排污费用、烟尘排放费用、氮氧化物排污费用等

资料来源: 光大证券研究所

75%: 25% 的返还机制使得发电企业报价简单粗暴。3-5 月的电力交易中, 发电企业和用户的返还比例为 75%: 25%。发电企业即使报 -500 厘/kWh 的最低限价, 经过返还后最终的结算价也仅为 -150 厘/kWh 左右。广东省煤电上网标杆电价为 0.45 元/kWh, 这样发电企业可以获得 0.3 元/kWh 的收入, 由于仅需考虑 0.2 元/kWh 的边际成本, 每度电仍有 0.1 元的净利润, 十分可观。越来越多的发电企业报价主动向地板价靠近以获得更多的发电量, 申报均价不断降低。

与发电侧相比, 用户侧报价中标区间更窄。发电侧三月份的中标区间 (中标的最高报价-最低报价) 高达 260 厘/kWh, 显著高于用户侧中标区间, 此后发电、用户侧中标区间比逐步缩窄, 但到五月仍高达 1.4。中标区间的大小反映出对申报价格精准度的要求, 由此看来用户侧对申报价格的精准度要求要显著高于发电侧。

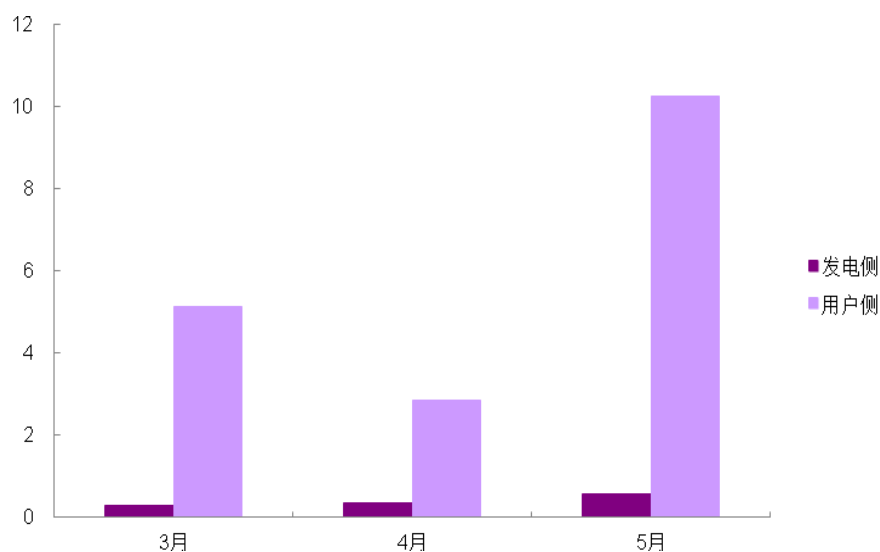
图 8：用户侧集中竞价中标区间窄



资料来源：光大证券研究所

用户侧申报价差对其结算价差的影响更大。从结算价差对其申报价差的敏感程度来看，发电企业申报价差每变动 1 厘/kWh 带来其结算价差的变化幅度为 0.3-0.6 厘/kWh，而用户申报价差每变动 1 厘/kWh 带来其结算价差的变化幅度为 3-10 厘/kWh。用户侧申报价差对其结算价差带来的影响十分显著，对报价策略的要求更高。

图 9：结算价差对申报价差敏感度



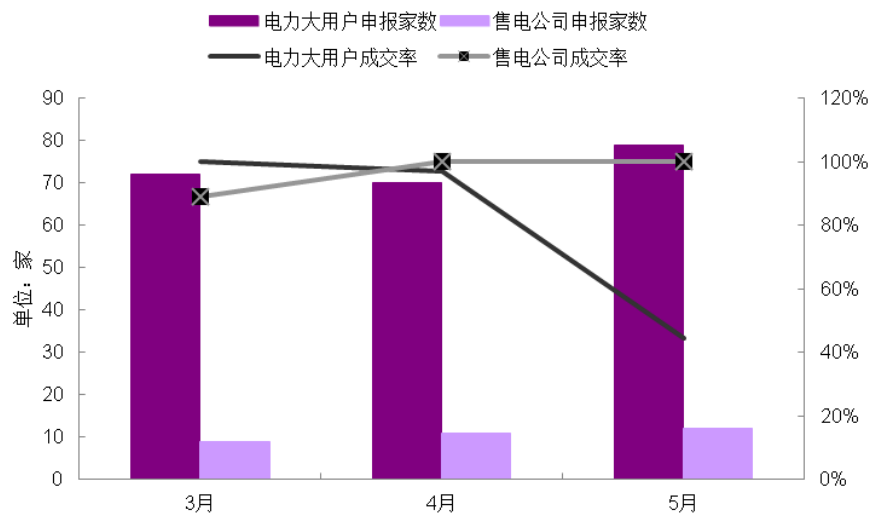
资料来源：光大证券研究所

3.2、售电公司技术优势显著，获得“暴利”

从竞价结果看，售电公司与电力大用户相比优势显著，反映在中标率和结算价差方面。

除三月份以外参与竞价的售电公司均全部成交，而电力大用户缺乏对报价机制的深入了解以及对竞价形势的主动预测能力。在 5 月份交易中预计有不少大用户是参照 4 月份的用户成交最低价进行报价，结果未能取得成交，电力大用户成交率仅为 40%，而售电公司成交率仍然保持为 100%。

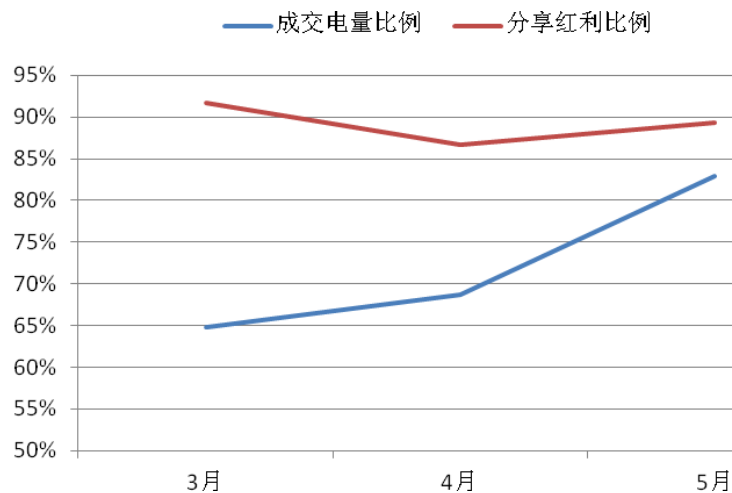
图 10: 售电公司申报成交率高



资料来源：光大证券研究所

售电公司有效的报价策略在确保成交的同时还能保证盈利能力。用户的报价策略需要在报高价保证中标和报低价保证盈利能力之间进行权衡。报得过低，有可能无法竞得电量，而如果报得过高，如 3 月交易中有用户报 -0.1 厘/kWh，虽然能够竞得电量，但最终结算价格仅为 -0.5 厘/kWh，经济效益并不显著。售电公司以 70% 左右的中标电量分享了 90% 左右的发电企业让利，实现了量与价的兼得。

图 11: 售电公司量价兼得



资料来源：北极星电力网、光大证券研究所

售电企业在参与竞争性报价前，与被代理用户首先签订了协议，明确了降价额度。我们认为集中竞价交易中用户成交的最低报价可代表用户降价预期的上限，按照 5 月份交易数据来看，用户降价预期的上限在 0.03 元/kWh 左右。实际上大部分用户对降价幅度的预期是参照的以往的大客户直购电的情况，通常在 0.01 元/kWh 左右，从行业层面了解的情况来看，用户与售电公司签订的长期代理协议中要求的降价幅度为 0.01 元/kWh 左右。3-5 月份平均结算降价幅度均在 0.13 元/kWh 以上，也就是说售电公司每度电的利润在 0.1 元以上，在电力交易市场放开初期获得暴利。

4、售电前景：初期暴利模式难持续，长期竞争力靠差异化

4.1、上下游变化将影响售电公司盈利能力

返还比例变化导致发电企业报价提升。在广东 3-5 月的电力集中竞价交易中，由于发电企业和用户之间 75%: 25% 的返还比例，发电企业报价时基本按接近 -500 厘/度电的地板价报价以确保成交，而按照 75% 的返还系数最终结算的价差基本在 -150 厘/度电左右，按照边际成本考虑的话仍有可观收益。6 月份开始返还比例调整为 50%，若发电企业仍报地板价，则至少让利 250 厘/kWh，大部分发电企业应该无法接受这一亏本价。这就迫使发电企业放弃地板价，回归理性报价。实际上，6 月集中竞价中，报价 -500 厘/kWh 的发电企业最终结算价差为 -289.6 厘/kWh，广东煤电上网标杆电价为 0.45 元/kWh，也就是说该发电企业此次集中竞价电量的最终上网电价为 0.16 元/kWh，即使是边际成本也无法覆盖。6 月份发电侧最高申报价差为 -60.6 厘/kWh，平均结算价差为 -93.6 厘/kWh，较前几月显著提高，也就意味着售电公司利润的压缩。

用户降价预期发生变化。用户委托售电公司代理，此前由于无经验可循，参照的是大用户直购电的降价幅度。以广东为例，2015 年共有 207 家用户和 35 家电厂参与电力直接交易，交易电量达到 229 亿千瓦时，用户电费支出减少超过了 1.6 亿元，平均电价降幅为 7 厘/千瓦时。初期由于信息不对称以及售电公司资源的稀缺性，用户要求的降价幅度仅为每度电 1 分左右。随着前几批电力集中竞价交易披露出售电公司暴利的信息，同时售电公司大幅扩容，新签用户必然会要求增大降幅。

4.2、直接交易电量占比的提升将降低发电侧降价幅度

前面分析的发电企业以覆盖边际成本为底线的报价策略，是基于目前发电计划只是放开了一小部分，大部分发电小时数还是统一分配。由于统一分配的部分已经在盈亏平衡小时数以上，作为增量部分的集中竞价交易市场只需要考虑边际成本即可。随着未来发电市场的进一步放开，集中竞价交易的规模越来越大，统一分配的发电小时数在盈亏平衡小时数以下，降价中的度电成本不仅要覆盖边际成本，还要分摊部分固定成本。

以火电为例，对不同发电计划放开比例场景下发电企业的降价空间进行近似测算，主要参考广东相关数据。上网电价按 0.45 元/kWh (含税) 考虑，2015 年广东火电机组平均利用小时数 4028 小时，同比下降 550 小时，我们认为随着新增机组的投运，平均利用小时数还会进一步下降，按照 3800 小时考虑。假定盈亏平衡小时数为 3300 小时，参与集中竞价的发电企业通过降价可获得更多的发电小时数，达到 4000 小时。

表 10：不同发电计划放开比例下发电企业的降价空间

	发电计划放开比例							
	5%	10%	20%	30%	40%	50%	80%	100%
分配发电小时数 (h)	3610	3420	3040	2660	2280	1900	760	0
边际成本 (元/kWh)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
固定成本分摊 (元/kWh)	0	0.00	0.05	0.09	0.11	0.12	0.14	0.15
竞价底价 (元/kWh)	0.20	0.20	0.25	0.29	0.31	0.32	0.34	0.35
降价空间 (元/kWh)	0.18	0.18	0.13	0.10	0.07	0.06	0.04	0.03

资料来源：光大证券研究所

测算中可以看到，当分配的发电小时数在盈亏平衡小时数以上时，发电企业集中竞价价格只需要能够覆盖边际成本（主要是燃料费用）即可，此时有较大的降价空间。随着发电计划逐步放开，分配的发电小时数低于盈亏平衡小时数，竞价时除了边际成本，还要考虑分摊固定成本。根据我们的测算，当放开比例达到 50% 时，降价空间最大为 6 分/kWh，超过的话发电企业将出现亏损。

4.3、长期竞争靠差异化获取用户

准入门槛和售电复杂性提升售电公司价值。电力市场是逐步放开的过程，中短期内准入门槛的设立使得大部分普通工商业用户不满足年用电量的要求，对售电公司有依赖。即使是满足准入条件的工业大用户，由于电力交易的复杂性，往往对交易规则的理解不透彻、对变化的响应不及时，后期可能还会承受多买和少买的惩罚性措施，权衡自身参与竞价交易的投入和产出后，很多还是会选择售电公司代理。

发电计划的放开是渐进过程，根据国家能源局日前下发《关于征求做好电力市场建设有关工作的通知(征求意见稿)意见的函》，2016 年我国力争直接交易电量比例达到本地工业用电量的 30%，2018 年实现工业用电量 100% 放开，2020 年实现商业用电量的全部放开。随着直接交易电量的比重的逐渐增大，电力交易的盈利市场空间将进一步被打开。结合实际推进进度，预计 1-2 年内发电计划放开程度为 20-30%，发电企业可以接受 5-6 分的降价，售电公司和用户分享这部分红利，售电公司每度电挣 2-3 分，对应 200 亿左右的行业利润空间；中长期来看，发电企业可以接受的降价幅度 3-4 分，售电公司每度电挣 1-2 分，对应 300-400 亿的行业利润空间。

在电力交易产业链中，由于供大于求的客观现状，用户将是核心主体，如何获取用户将是售电公司经营制胜的关键。在各类售电公司中，我们认为最有竞争力的是能够直接接触客户并通过差异化服务绑定客户的主体，具体来看，主要是从事用电服务、需求侧响应及配网运营的公司。

4.4、用电服务充分挖潜

在电改前，由于电网公司的绝对强势，用户处于被动接受的地位，无论是电力业务还是相关的电力服务，都受到电网公司的束缚，没有选择权。以用户受电工程为例，用户受电工程是指由用户投资建设、属客户资产的新装、增

容、变更用电等电力工程。尽管电监会开展了多次专项治理，电网公司在用户受电工程中直接、间接或变相指定设计、施工和设备材料供应单位的“三指定”行为仍然普遍存在，如采取直接或者变相指定的方式要求用户选择关联企业、授意关联企业提前介入用户业扩报装工作、采取区别对待或者增加审查环节等方式影响用户的选择权等。

电改去除了电网公司对用户的束缚，用户成为电力市场的中心主体，用户对能源以及能源服务的各种需求得以释放。目前全国工商业专变用户在 300 万户以上。对于专变用户，其企业内部的配电设施由企业自己负责运维。电改前，由于电网公司的束缚，用户并没有选择权，多为自己雇佣电工进行设备运维，按照电工安全规程，至少应配备两名电工，年投入在 10 万以上。测算用户侧运维市场空间高达 3000 亿。电改后，工商业用户将拥有自主选择权，电力用户用电将更加便利，工商业用户的用电运行维护管理将向市场开放。

智光电气是以用电服务切入售电市场的代表。公司提供的基础运维根据用户的厂内电力设备规模以及厂外电缆长度考虑，平均每户每年为 4~5 万左右，可以完全替代用户聘用的电工。对于公司而言，平均每名人员可负责起 10 户用户设备的运维，集约化运作保证高盈利能力。对于用户而言，每年的基础运维费用由 10 万下降至 5 万，成本降低的同时获得的反而是更为专业的全方位“电力设备托管”服务。目前公司已有用电服务客户 2000 户以上，预计今年将达到 5000 户，3-4 年内有望达到近 4 万户。其用电服务客户变电容量平均专变容量为 630kVA 左右，接入电压多为 10kV，年用电量在 500 万度以下，本身有很强的降低电费成本的需求，但又不具备参与直接交易的资格，从售电公司购电将是唯一可行的选择。不断发展的用电服务将为公司提供巨大的潜在售电客户群体，同时用电服务建立起的粘性将有效绑定客户。

4.5、需求侧响应：掌握用户需求占得先机

需求侧响应 (Demand Response, DR)，是指电力用户根据电力价格、电力政策的动态改变而暂时改变其固有的习惯用电模式，达到减少或推移某时段的用电负荷而响应电力供应，从而保证电网系统的稳定性。按照用户不同的响应方式将电力市场下的需求响应分为两类：基于价格和基于激励。

表 11：电力需求响应方式

响应类型	响应方式	
基于价格	分时电价响应	固定电价转变为不同时段的的不同价格机制，用电低谷价格下降，用电高峰价格上升，如峰谷电价、季节电价等
	实时电价响应	分时电价响应无法应对短期容量短缺，实时电价响应应具有更快的电价更新周期，周期为一小时或更短
	尖峰电价响应	实时电价响应对于量测基础设施和营销系统有较高要求，初期可以结合分时电价响应以及动态的尖峰电价响应，尖峰电价响应价格预先设定，提前一定时间通知用户
基于激励	直接负荷控制	执行机构远程控制用户设备避开高峰，提前通知
	可中断负荷	类似直接负荷控制，得到用户同意后控制设备开、关
	需求侧竞价	改变用电模式，以竞价形式主动参与市场竞争
	紧急电力需求响应	电力系统稳定性受到威胁时，供电方为用户减少负荷而提供补偿，用户则自愿选择参与或放弃

资料来源：光大证券研究所

需求侧响应服务的典型代表是英国 KiwiPower，其与英国国家电力供应公司展开合作，从城市照明系统、空调系统和空气循环系统等切入，实现电力系统的峰值调控。KiwiPower 目前的客户有万豪酒店集团、数家已被纳入 NHS（英国国家医疗服务体系）的大型公立医院以及英国本土的大型工业集团，以电能采集系统介入客户电力系统，不仅能够帮助客户实时追踪用电情况，还能够在客户允许的情况下，通过直接负荷控制的方式来配合完成电网的峰谷调配需求，可以做到迅速为电网完成近 200MW 的电力调配，且持续时间可以长达 1 个小时。

KiwiPower 为英国领先的纸质及数字杂志出版商 TimeInc. 设计了一套一键式管理流程以允许楼宇管理系统减少用电负荷，安装了需求响应所需的冷却及空气调节单元。同时，还将原有的 30 分钟记录仪表替换成 KiwiPower 的 1 分钟实时记录仪表，能够以更短的时间间隔和准确度来记录用电负荷情况，通过其控制中心，数据能够从仪表直接传输到国家电网。通过 KiwiPower 的系统和服务，TimeInc. 不仅能对用电情况准确掌握实现管理节能，还能在国家电网的短期运行备用项目中获取需求侧响应的奖励收益。

与智能电表业务主要面向电网公司不同，需求侧响应服务能直接面对工商业用户，从而具有开展售电业务的客户基础。按照电力交易规则，将对售电公司的每月实际用电量与月度交易电量的偏差进行考核，因此准确预测用户用电负荷对于售电公司十分重要，通过需求侧响应服务可有效掌握用户的用电情况，从而做出准确预测。同时，通过需求侧响应服务可了解用户的具体需求，从而提供更有针对性的电力套餐，形成电力产品的差异化。

国内上市公司中，炬华科技以原有能源计量与采集的技术优势为依托，通过外延并购和投资，需求侧响应业务布局已形成：收购上海纳宇电气，涉足用户端智能电力仪表和能源管理系统，获取用户资源；与苏州太谷电力合作，储备能源需求侧管理平台技术；参股杭州经纬信息，可为用户端能源提供设计、安装、能源监测和节能等提供全面服务。公司已成立浙江炬能售电公司，待浙江电力交易市场放开后，依托需求侧响应服务的基础，有望在售电领域取得较大突破。

4.6、增量配电网运营：享受电网的权利

电改配套文件《关于推进售电侧改革的实施意见》中，“鼓励以混合所有制方式发展配电业务，向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务”，并规定“社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，同时**拥有供电营业区内与电网企业相同的权利**，并切实履行相同的责任和义务”。尽管电改后电网的权利被大幅削弱，但仅用户用电信息的掌握、用户受电工程的审核以及电费的结算这三项权利就对于售电公司具有巨大的吸引力，前者可以为用户负荷预测提供支撑，而后两者直接提供了与用户接触的机会，而且一定程度上对用户有约束力。

深圳前海蛇口供电公司由深圳供电局、招商地产、中广核集团能之汇投资、文山电力、前海控股共同出资组建，采用 220 千伏直降 20 千伏的供电体系，规划了 11 座变电站，负责前海和蛇口区域 28.2 平方公里的电力供应，预计未来最大负荷会达到 160 万 kVA。由于招商地产和云南文山电力股份有限公司均系上市公司，其拥有“引入社会资本”投资的属性。

图 12：前海蛇口供电公司情况



资料来源：公开资料

北京科锐参股了第一家真正意义上的混合所有制配售电公司——贵安新区配售电有限公司。贵州为第一批电力体制综合改革试点，电改推进进度较快，公司有望以此为契机，与公司原有的配电设备制造、用电服务业务协同，在增量配电网建设、运营、售电及用电服务市场中占得先机。贵安新区配售电有限公司投资、规划、建设、经营和管理贵安新区直管区 470 平方公里范围内 110kV 及以下电网的相关配售电业务，股东中北京科锐、泰豪科技均为民营企业。

韶能股份与广东汇誉合资成立韶能汇誉，规划在划定的售电区域内利用新建、租用或收购配网设施，发展工业园和大规模写字楼的电力销售用户，并逐步过渡到向其他所有类型用户的电力销售。公司在湖南耒阳拥有配电网资产，市场份额约为 50%，具有十余年的输配电网运营经验和深厚的人才储备。公司定增完成后宝能集团将成为实际控制人，旗下的商业和地产项目有望助力公司售电业务的发展。

5、投资建议

5.1、智光电气：潜在客户充足，用电服务与售电协同

◆节能服务业务开花结果

由设备提供向下游延伸，公司节能服务业务迅速发展，目前合同能源管理项目陆续进入节能收益分享阶段，近三年收入均保持 60% 以上的增长，已成为行业龙头之一。与南网合作、管理层股权激励、深耕发电企业客户等举措将保障公司节能服务业务的持续增长，预计增速在 30% 以上。

◆进军用电服务市场，先发优势和共享模式保障快速发展

用电服务市场空间达到 3000 亿以上。公司通过集约化运维与用户实现双赢的盈利途径清晰，仅广州的用电服务公司 2015 年就已拓展 800 户用户，净利润达到 1000 万元。未来以电力设施运维为基础的“1+N”模式将在深度挖掘用户潜在价值的同时，进一步增强用户粘性。公司最早开展用电服务布局，通过切实可行的商业模式和有竞争力的股权激励机制吸引电网内人才及

专业队伍加入共同开拓用电服务业务，凭借双方的资源互补，能够实现快速异地复制。

◆售电业务将取得突破

公司已获得广东省经信委颁发的售电交易席位申请，将立足广东开展售电业务具有显著的地理优势。由于用户的相同属性，现有的近 2000 户和未来规划的 3.7 万户用电服务客户将是公司开展售电业务的核心竞争力，同时大股东的实力将有助于尽快打开售电局面。

◆投资建议

预计公司 2016 年-2018 年 EPS 分别为 0.58 元、0.77 元、1.09 元，对应 PE 分别为 37、29、20 倍。目标价 25 元，对应 2016 年 PE 为 43 倍，维持买入评级。

◆风险提示

公司用电服务业务客户拓展不达预期；合同能源管理客户出现经营风险导致节能收益分享减少；电改进度低于预期导致售电业务拓展缓慢。

业绩预测和估值指标

指标	2014	2015	2016E	2017E	2018E
营业收入（百万元）	607	1,307	1,798	2,334	3,069
营业收入增长率	7.75%	115.16%	37.57%	29.79%	31.53%
净利润（百万元）	42	108	185	242	345
净利润增长率	107.14%	158.74%	70.93%	31.27%	42.53%
EPS（元）	0.13	0.34	0.58	0.77	1.09
ROE（归属母公司）（摊薄）	7.00%	9.40%	14.18%	16.17%	19.43%
P/E	167	64	37	29	20
P/B	12	6	5	5	4

5.2、建议重点关注

建议重点关注炬华科技、北京科锐、韶能股份。

6、风险提示

- (1) 售电侧改革扩容推进进度不达预期；
- (2) 增量配网建设放开进度不达预期。