

公用事业

政府授权合约是什么？如何执行？

证券研究报告

2024年03月20日

投资评级

行业评级

强于大市(维持评级)

上次评级

强于大市

作者

郭丽丽

分析师

SAC 执业证书编号：S1110520030001

guolili@tfzq.com

王钰舒

联系人

wangyushu@tfzq.com

专题

国家发改委、国家能源局曾提出，推动优先发电计划转化为政府授权合同。针对于新能源，广西目前已引入政府授权合约机制。本篇专题我们针对于此机制，探究其所起作用为何以及在广西的应用情况。

核心观点

政府授权合约是什么？作用如何？

政府授权合约是一种由政府作为对手方与发电侧签订的中长期合约，通过签订政府授权合约能够有效实现对发电侧的成本补偿和市场力控制。国家发改委、国家能源局曾提出，推动优先发电计划转化为政府授权合同。中电联提出建议，以试点方式推动新能源政府授权合约过渡机制，给予成本较高的新能源项目部分政府授权合约电量，保障其合理收益，以推动其可以参与电力现货结算。签订政府授权合约的新能源市场主体可以正常参与电力中长期交易，政府授权合约电量按照政府授权合约电价与市场参考电价进行差价结算。政府授权合约所产生的盈亏由全体工商业分享或分摊。

政府授权合同仅在电力现货市场外发挥作用，不影响、不干涉电力现货市场经济潮流的形成，各类型全部电量均需通过电力现货市场得以执行。政府授权合同一经授权，政府有关部门自身也不得进行调整和改变。在政府授权合同保障下，可再生能源、核电均可进入电力现货市场，国家指令计划和政府间协议也可“无缝衔接”转化为中长期合同，外来电即可进入电力现货市场，承担相应经济责任。

广西新能源政府授权合约机制如何执行？

1月2日，《2024年广西电力市场交易实施方案》印发，广西电网地市级及以上电力调度机构调管的核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制。具体来看，文件明确，参与市场交易的集中式风电、光伏发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元市场化上网电量，非市场电量仍按核定上网电价结算，政府授权合约对标价格为标的月各时段批发交易用户市场交易计划加权平均价格；以及结算的具体原则。其后，广西于1月7日发布了《关于明确新能源发电企业政府授权合约价格有关事宜的通知》，明确了集中式风电、光伏发电企业参与电力市场化交易新能源发电企业市场电量政府授权合约价格为0.38元/千瓦时。

投资建议

在新能源装机、电量占比日益提升的背景下，新能源消纳形势严峻，需不断深化电力体制改革和电力市场建设。国家发改委、国家能源局曾提出，推动优先发电计划转化为政府授权合同。中电联也曾提出建议，以试点方式推动新能源政府授权合约过渡机制，给予成本较高的新能源项目部分政府授权合约电量。在此机制下，新能源发电企业或可实现合理收益。具体标的方面，建议关注【龙源电力(H)】【三峡能源】【金开新能】等。

风险提示：宏观经济下行风险、电力价格波动风险、新能源装机增速不及预期风险、电站造价提高风险、新能源消纳不及预期风险、产业政策调整风险等

行业走势图



资料来源：聚源数据

相关报告

- 《公用事业-行业研究周报：“注销式回购”规模增长，公用事业板块有望受益》 2024-03-08
- 《公用事业-行业专题研究：国内外天然气市场2月月度跟踪》 2024-03-07
- 《公用事业-行业专题研究：央企国企上市公司，股权激励方案中隐含了什么？》 2024-03-04

内容目录

1. 政府授权合约是什么？作用如何？	3
2. 广西新能源政府授权合约如何执行？	5
3. 投资建议	7
4. 风险提示	7

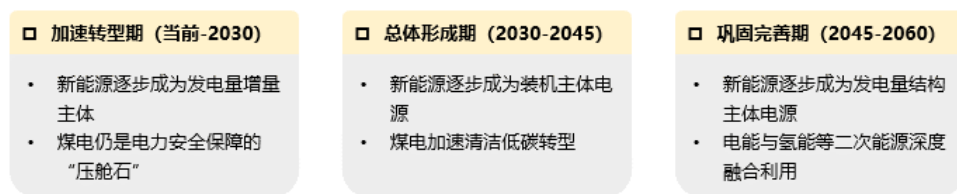
图表目录

图 1：新型电力系统建设“三步走”发展路径（电源侧）	3
图 2：政府授权合约的基本内涵与政策目标	3
图 3：差价结算示意图	4
图 4：新加坡电力市场授权合约分解示意图	5
图 5：广西新能源政府授权合约机制下市场化部分结算电价测算	6
表 1：《2024 年广西电力市场交易实施方案》要点	5
表 2：广西新能源政府授权合约机制下的市场化部分结算电价分析	6

1. 政府授权合约是什么？作用如何？

新能源占比日益提升，2030年或将全面参与市场交易。《新型电力系统发展蓝皮书》提出，从目前到2030年，新能源将逐步成为发电量增量主体，2030-2045年，逐步成为装机主体电源，2045-2060年，逐步成为发电量结构主体电源。在新能源装机、电量占比日益提升的背景下，新能源消纳形势严峻，需不断深化电力体制改革和电力市场建设。2022年1月，国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。2023年11月《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》发布，再提2030年新能源全面参与市场交易的时间节点。

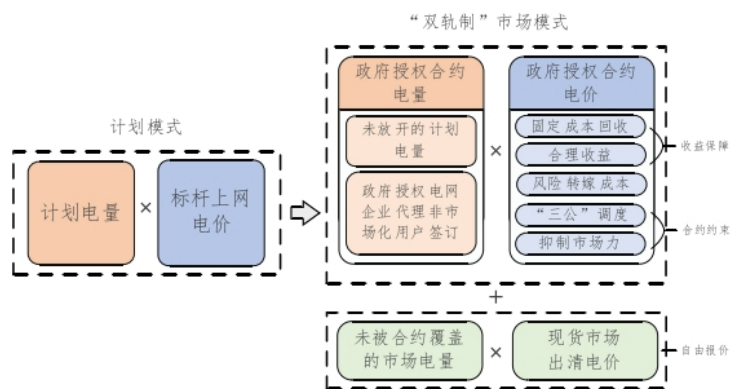
图 1：新型电力系统建设“三步走”发展路径（电源侧）



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》、天风证券研究所

国家发改委、国家能源局曾提出，推动优先发电计划转化为政府授权合同。政府授权合约是一种由政府作为对手方与发电侧签订的中长期合约，通过签订政府授权合约能够有效实现对发电侧的成本补偿和市场力控制。《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中提出，有序放开发用电计划，分类推动燃气、热电联产、新能源、核电等优先发电主体参与市场，分批次推动经营性用户全面参与市场，**推动将优先发电、优先购电计划转化为政府授权的中长期合同。**中电联在《2023-2024年度全国电力供需形势分析预测报告》中提出建议，**新能源优先发电计划应转为政府授权合约机制，保障新能源企业合理收益。**

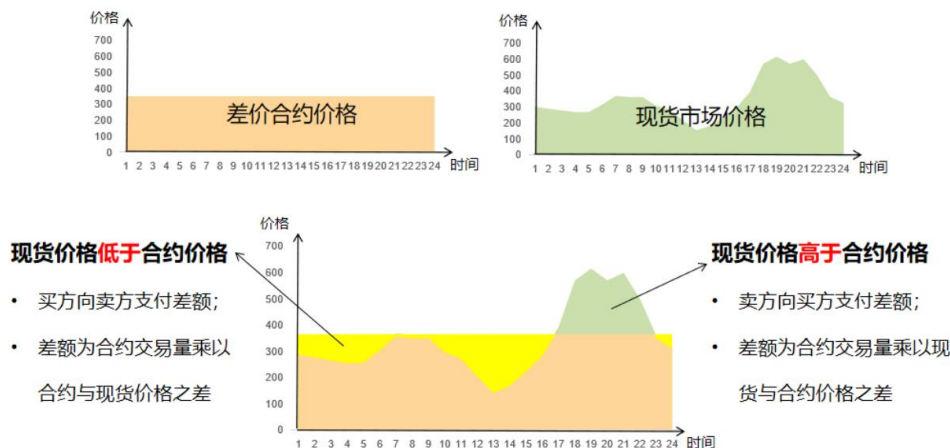
图 2：政府授权合约的基本内涵与政策目标



资料来源：徐程炜《适应现货市场过渡的政府授权合约分解方法与财务表现分析》、天风证券研究所

中电联曾在《电力中长期合约的“旧误区”与“新思路”》提出建议：**以试点方式推动新能源政府授权合约过渡机制。**根据新能源发展消纳情况、用户承受能力等实际情况，确定各新能源市场主体政府授权合约总电量规模。地方政府相关部门按照确定的总电量规模，委托电网企业与新能源企业签订政府授权合约。给予成本较高的新能源项目部分政府授权合约电量，保障其合理收益，以推动其可以参与电力现货结算。签订政府授权合约的新能源市场主体可以正常参与电力中长期交易，**政府授权合约电量按照政府授权合约电价与市场参考电价进行差价结算。**现货市场运行地区，允许政府授权合约不给定曲线，只按照事先确定的政府授权合约电量规模，以所在节点实时出清均价进行差价结算。政府授权合约所产生的盈亏由全体工商业分享或分摊。

图 3：差价结算示意图



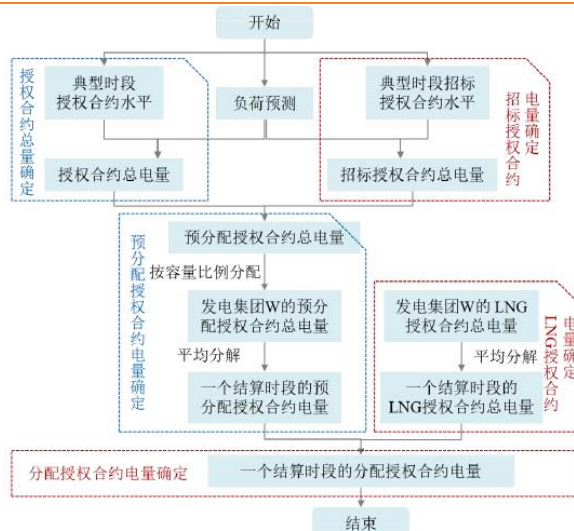
资料来源：颯合科技公众号、天风证券研究所

政府授权合同仅在电力现货市场外发挥作用，不影响、不干涉电力现货市场经济潮流的形成，各类型全部电量均需通过电力现货市场得以执行。政府授权合同一经授权，政府有关部门自身也不得进行调整和改变。在政府授权合同保障下，可再生能源、核电均可进入电力现货市场，国家指令计划和政府间协议也可“无缝衔接”转化为中长期合同，外来电即可进入电力现货市场，承担相应经济责任。具体来看，政府授权合同主要包含以下特点：

- 对于市场中仍处于还本付息阶段的发电机组，政府授权合同承担着履行历史购电合约，**保障发电机组固定成本回收与合理收益**，促进发电容量投资的任务。
- 面对现货市场的电价波动，政府授权合同需要为其代理的非市场用户对冲现货市场的价格风险，合约价格中也相应**包含了一定的风险转嫁成本**，这与一般的金融合约类似。
- 针对拥有高市场份额的发电集团，政府授权合同通过合约电量来固定其部分发电容量的发电收益，**抑制其在现货市场中行使市场力的能力**。
- 政府授权合同作为计划电量的载体，其合约电量的分配与安排的仍然由电网调度机构决定，发电企业需要遵从电网调度机构的指令，**电网调度机构对合约电量的分配也需要遵从原“三公”调度原则**。相应地，政府授权合约价格中也包含了对发电企业的机会成本补偿。
- 各类型发电机组的政府授权合约价格也存在较大差异，体现了**不同类型发电机组的发电成本差异、发电特性差异，以及在电力电量平衡中所承担的负荷成分差异**。这也为市场运营机构对不同类型发电机组的政府授权合约电量进行差异化分解提供了合理性和正当性。

以新加坡为例，政府授权合同在其电力市场发展的不同阶段起着抑制市场力、加强竞争、疏导成本的作用。1995年，新加坡政府启动了对原发输配售一体化电力体系的改革。1998年成立了过渡性质的新加坡电力联营体。2003年开始建立并运营专门的新加坡电力市场。当时，其发电侧仅有四家主要发电商，分别是 Senoko、PowerSeraya、Tuas 和 SembCorp，其中前三者的市场份额超过 80%。监管者认为，当时电价处于高位的重要原因是市场集中度过高，竞争不足。作为过渡性手段，推出了授权合约机制，即一种双向合约，由政府强制与各发电集团签订，并要求发电方按照政府定价承担合约电量的供应，授权合约的电价由长期边际成本模型确定，即采用当时先进燃气联合循环 CCGT 机组的典型技术、成本和合理收益指标测算出的标杆电价。

图 4：新加坡电力市场授权合约分解示意图



资料来源：陈柏柯《适应于电力市场改革过渡期的政府授权合约机制设计》、天风证券研究所

2. 广西新能源政府授权合约如何执行？

针对于新能源，广西已引入政府授权合约机制。1月2日，《2024年广西电力市场交易实施方案》（以下简称《实施方案》）印发。《实施方案》提出，集中式风电、光伏发电企业超过等效上网电量的电量参与市场化交易，其中集中式风电发电企业等效利用小时数为800小时，集中式光伏发电企业等效利用小时数为500小时；广西电网地市级及以上电力调度机构调管的核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制。参与市场交易的集中式风电、光伏发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元市场化上网电量，非市场电量仍按核定上网电价结算。

表 1：《2024年广西电力市场交易实施方案》要点

项目	内容
合约电量	参与市场交易的集中式风电、光伏发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元市场化上网电量，非市场电量仍按核定上网电价结算。
合约价格	集中式风电、光伏发电企业政府授权合约价格由自治区另行明确。
对标价格	政府授权合约对标价格为标的月各时段批发交易用户市场交易计划加权平均价格。
结算原则	<ul style="list-style-type: none"> ➢ (1) 各发电企业自主参与市场交易，确定交易电量、交易价格等信息，按照市场交易规则及有关规规定进行结算。发电企业结算费用=市场化结算费用+政府授权合约差价费用。 ➢ (2) 当对标价格大于等于合约价格时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×(合约价格-对标价格)×Kc，Kc=发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格/对标价格（Kc 四舍五入保留3位小数，下同），暂定 Kc 最小取值为 0.9。 ➢ (3) 当对标价格小于合约价格时，Kc=对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格，在政府授权合约执行初期： • 当 Kc≥1 时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×(合约价格-对标价格)×Kc，暂定 Kc 最大取值为 1.1。 • 当 Kc<1 时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×(合约价格-发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格)。 ➢ (4) 计算政府授权合约差价费用时，发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格保留 2 位小数，应包含合同电量转让交易价格、代购合同电量转让交易价格等，不含绿色电力交易环境溢价（绿证价格）。当发电交易单元标的月无交易计划时，Kc 按 1 执行。 ➢ (5) 具备条件的市场主体签订多方多年合作协议的，有关要求另行明确。

资料来源：广西工信厅、《2024年广西电力市场交易实施方案》、天风证券研究所

《实施方案》后，广西于1月7日发布了《关于明确新能源发电企业政府授权合约价格有关事宜的通知》。《通知》明确集中式风电、光伏发电企业参与电力市场化交易新能源发电企业市场电量政府授权合约价格为0.38元/千瓦时；并提出，在结算政府授权合约差价费用时暂按上述政府授权合约价格执行，后续视电力市场交易运行实际情况，结合成本调查，经报上级同意，再对政府授权合约价格进行优化调整。结合结算规则，市场化部分结算电价如下：

表 2：广西新能源政府授权合约机制下的市场化部分结算电价分析

序号	交易情况		市场化部分结算电价	下划线部分值的范围
1	对标价格 ≥ 合约价格 (Kc=发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格/对标价格)	Kc=发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格/对标价格 ≥ 0.9	发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格* <u>合约价格/对标价格</u>	≤ 1
2		Kc=发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格/对标价格 < 0.9	发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格 + (<u>合约价格 - 对标价格</u>) × 0.9	≤ 0
3	对标价格 < 合约价格 (Kc=对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格)	Kc=对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格 < 1.1	发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格 + (<u>合约价格 - 对标价格</u>) × <u>对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格</u>	第一处：> 0 第二处：1~1.1
4		Kc=对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格 ≥ 1	发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格 + (<u>合约价格 - 对标价格</u>) × 1.1	> 0
5	Kc=对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格 < 1		<u>合约价格</u>	0.38 元/千瓦时

资料来源：广西工信厅、《2024年广西电力市场交易实施方案》、天风证券研究所

我们测算了不同发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格、对标价格下的市场化部分结算电价，结果如下：

图 5：广西新能源政府授权合约机制下市场化部分结算电价测算

结算电价	发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格								
	0.15	0.20	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50	
对标价格	0.2572	0.285	0.335	0.376	0.380	0.380	0.380	0.380	0.380
	0.2822	0.258	0.308	0.358	0.380	0.380	0.380	0.380	0.380
	0.3072	0.230	0.280	0.330	0.375	0.380	0.380	0.380	0.380
	0.3322	0.203	0.253	0.303	0.353	0.380	0.380	0.380	0.380
	0.3572	0.175	0.225	0.275	0.325	0.373	0.380	0.380	0.380
	0.3822	0.148	0.198	0.248	0.298	0.348	0.398	0.447	0.497
	0.4072	0.125	0.175	0.225	0.275	0.325	0.373	0.420	0.467
	0.4322	0.103	0.153	0.203	0.253	0.303	0.352	0.396	0.440
	0.4572	0.080	0.130	0.180	0.230	0.280	0.330	0.374	0.416
	0.4822	0.058	0.108	0.158	0.208	0.258	0.308	0.355	0.394
0.5072	0.035	0.085	0.135	0.185	0.235	0.285	0.335	0.375	

资料来源：广西工信厅、《2024年广西电力市场交易实施方案》、天风证券研究所

注：绿电、蓝色、灰色、橙色、黄色依次对应表格中第1-5种条件；单位为元/千瓦时

3. 投资建议

在新能源装机、电量占比日益提升的背景下，新能源消纳形势严峻，需不断深化电力体制改革和电力市场建设。国家发改委、国家能源局曾提出，推动优先发电计划转化为政府授权合同。中电联也曾提出建议，以试点方式推动新能源政府授权合约过渡机制，给予成本较高的新能源项目部分政府授权合约电量。在此机制下，新能源发电企业或可实现合理收益。具体标的方面，建议关注【龙源电力（H）】【三峡能源】【金开新能】等。

4. 风险提示

宏观经济下行风险：如果未来经济增长放慢，全社会用电量增长速度将放缓，有可能造成弃风、弃光情况，对发电水平产生不利影响。

电力价格波动风险：随着电力体制改革推进，市场化交易电量比例持续提高，跨省区交易比例大幅增长，现货交易加快推进，交易品种日趋完善，电力市场竞争异常激烈，市场化交易电价面临一定的下行压力。

新能源装机增速不及预期风险：伴随新能源装机规模和占比的持续扩张，其消纳问题可能逐渐突出，后续装机增速可能面临下滑风险。

电站造价提高风险：风光电站上游设备价格存在波动性，同时面临配储带来的成本抬升，未来电站造价可能出现波动。

新能源消纳不及预期风险：随着新能源装机占比的日益提升，若配套输电通道、调节资源等进展不及预期，或将导致消纳压力增大。

产业政策调整风险：新能源行业发展和政策走向具有较强的相关性，若未来政策发生调整，则可能行业情况出现变化。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

天风证券研究

北京	海口	上海	深圳
北京市西城区德胜国际中心 B 座 11 层	海南省海口市美兰区国兴大道 3 号互联网金融大厦	上海市虹口区北外滩国际客运中心 6 号楼 4 层	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼
邮编：100088	A 栋 23 层 2301 房	邮编：200086	邮编：518000
邮箱：research@tfzq.com	邮编：570102	电话：(8621)-65055515	电话：(86755)-23915663
	电话：(0898)-65365390	传真：(8621)-61069806	传真：(86755)-82571995
	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com