

# 公用事业

证券研究报告  
2024年12月27日

## 新能源市场化交易规则对比——2024 VS 2025

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  
杨嘉政 联系人  
yangjiazheng@tfzq.com

行业走势图



资料来源: 聚源数据

相关报告

- 《公用事业-行业专题研究:十年期国债收益率破2, 重视水电板块配置性价比》2024-12-19
- 《公用事业-行业专题研究:央企考核指挥棒:“一利五率”年底回顾》2024-12-03
- 《公用事业-行业专题研究:火电核准窗口期已过, 开工与投产规模仍然可观》2024-11-09

### 新能源入市持续推进, 交易电量占比近半

目前新能源发电消纳方式包括三类: 保障性收购、常规电能量市场化交易、绿色电力市场化交易。2021年4月, 两部委发布《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》, 提出引导新能源项目10%的预计当期电量通过市场化交易竞争上网, 市场化交易部分可不计入全生命周期保障收购小时数, 尽快研究建立绿色电力交易市场, 推动绿色电力交易。标志着开始正式从国家层面推动新能源电量入市。据国家能源局数据, 截止2023年底, 国内新能源市场化交易电量达到6845亿千瓦时, 占新能源总发电量的47.3%。

### “十四五末” 将近, 新能源市场化交易节奏或进一步加快

2024年11月29日, 中电联发布《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》, 首次明确全国统一电力市场发展的“路线图”和“时间表”, 提出“三步走”战略: 第一步, 到2025年初步建成, 实现跨省跨区市场与省内市场有序衔接; 第二步, 到2029年全面建成, 实现新能源在市场中的全面参与; 第三步, 到2035年完善提升, 支持新能源大规模接入, 形成市场、价格和技术全面协调的市场机制。

### 市场化交易规则对比——2024年 VS 2025年

**电量: 市场化电量比例继续提高。**目前, 广东、江苏、浙江、湖北、河北、新疆、陕西等区域均已公布2025年电力交易方案或优先购电计划, 我们对上述省份2025年和2024年文件中“新能源市场化交易”的相关表述进行对比, 可以看到, 其入市节奏均有明显的加快趋势: 对于集中式电站, 规定市场化电量比例提高或保障性小时数(优发电量)降低; 对于分布式电站, 新增或明确电站参与市场机制, 鼓励分布式发电项目入市。

### 电价: 分时机制下变数仍存, 限价政策有所缓解

一方面, 发用两侧分时段交易已在全国范围内普遍开展, 对比风光出力曲线, 风电市场化交易电价受影响相对较小, 而部分地区峰谷时段或对光伏市场化交易电价产生显著影响。根据我们整理, 2024年上半年新疆、甘肃、冀南、黑龙江、山东风电交易均价分别为213.45、270.87、429、312.01、354.5元/MWh, 光伏发电交易均价分别为165.43、181.92、353、308.78、341.39元/MWh, 风电交易电价具备明显优势。

另一方面, 我们对比甘肃、宁夏、陕西三省2024与2025年新能源价格形成机制, 可以看到, 宁夏2025年新能源市场化交易仍要求申报价格不超过基准电价, 而甘肃与陕西方案中均未提及新能源市场化交易电价的限价机制, 其电价压力或有所缓解。

**投资建议:** “十四五末” 将近, 新能源市场化交易节奏或进一步加快, 2025年多个省份电力交易方案中对其交易规则进行明确表述, 市场化电量占比明显提高, 分时交易机制下新能源市场化电价变数仍存, 但考虑部分省份限价政策放宽, 其压力或有所缓解。标的方面, 新能源行业建议关注【龙源电力H】【大唐新能源】【新天绿色能源】【太阳能】; 火电行业建议关注【华电国际】【申能股份】【浙能电力】【皖能电力】; 水电行业建议关注【长江电力】【川投能源】【华能水电】【远达环保】【国投电力】; 核电行业建议关注【中广核电力H】【中国核电】【中国广核】。

**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、产业政策调整风险

## 内容目录

1. 新能源入市持续推进，交易电量占比近半.....	3
2. “十四五末” 将近，新能源市场化交易节奏或进一步加快.....	3
3. 市场化交易规则对比——2024 年 VS 2025 年 .....	4
3.1. 电量：市场化电量比例继续提高.....	4
3.1. 电价：分时机制下变数仍存，限价政策有所缓解 .....	5
3.1.1. 分时交易影响新能源电价，风电表现优于光伏.....	5
3.1.2. 部分省份限价政策有所缓解 .....	6
4. 投资建议.....	7
5. 风险提示.....	7

## 图表目录

图 1：当前国内新能源发电消纳模式.....	3
图 2：全国统一电力市场发展“三步走” 战略.....	3
图 3：部分省份 2025 年和 2024 年文件中“新能源市场化交易” 的相关表述对比 .....	5
图 4：用户侧分时电价与发电侧交易电价衔接——分时段交易.....	5
图 5：典型日内风光出力情况（MW） .....	5
图 6：2024 年上半年部分省份风光发电交易均价（元/MWh） .....	5
图 7：甘肃、宁夏、陕西 2024 与 2025 年新能源市场化交易价格机制对比 .....	6
表 1：部分省份 2025 年新能源市场化交易相关规则 .....	4

## 1. 新能源入市持续推进，交易电量占比近半

2023 年新能源市场化交易电量占比近半。目前新能源发电消纳方式包括三类：保障性收购、常规电能量市场化交易、绿色电力市场化交易。2021 年 4 月，两部委发布《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》，提出引导新能源项目 10%的预计当期电量通过市场化交易竞争上网，市场化交易部分可不计入全生命周期保障收购小时数，尽快研究建立绿色电力交易市场，推动绿色电力交易。标志着开始正式从国家层面推动新能源电量入市。据国家能源局数据，截止 2023 年底，国内新能源市场化交易电量达到 6845 亿千瓦时，占新能源总发电量的 47.3%。

图 1：当前国内新能源发电消纳模式



资料来源：北极星太阳能光伏网，电力网，天风证券研究所

## 2. “十四五末” 将近，新能源市场化交易节奏或进一步加快

2024 年 11 月 29 日，在国家能源局的统筹组织下，中国电力企业联合会（下称“中电联”）联合多家单位共同发布《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，首次明确了全国统一电力市场发展的“路线图”和“时间表”，提出“三步走”战略：

- 第一步，到 2025 年初步建成，实现跨省跨区市场与省内市场有序衔接；
- 第二步，到 2029 年全面建成，实现新能源在市场中的全面参与；
- 第三步，到 2035 年完善提升，支持新能源大规模接入，形成市场、价格和技术全面协调的市场机制。

图 2：全国统一电力市场发展“三步走”战略



资料来源：索比光伏网，天风证券研究所

### 3. 市场化交易规则对比——2024 年 VS 2025 年

#### 3.1. 电量：市场化电量比例继续提高

目前，广东、江苏、浙江、山西、湖北、河北、新疆、陕西等区域均已公布 2025 年电力交易方案或优先购电计划，我们对上述省份进行梳理，可以看到其文件中均对“新能源市场化交易”进行了较明确的表述。

表 1：部分省份 2025 年新能源市场化交易相关规则

区域	相关表述
广东	220kV 及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站全部作为市场交易电源，参与中长期、现货和绿电交易，原则上按实际上网电量的 70%安排基数电量。有序推动满足技术条件的 110kV 电压等级集中式风电场站、光伏电站参与现货，原则上按实际上网电量的 90%安排基数电量；2025 年底前实现全部 110kV 电压等级的集中式风电场站、光伏电站参与市场交易。对于 2025 年 1 月 1 日起新增并网的 110kV 及以上电压等级集中式光伏，原则上按实际上网电量的 50%安排基数电量。鼓励分布式新能源以聚合虚拟电厂方式参与现货电能量交易和绿电交易。
江苏	集中式光伏、风电优先组织未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏发电企业参与绿电交易，不参加绿电交易的集中式光伏、风电全年保量保价发电小时数分别为 400、800 小时。分布式光伏、分散式风电成功核发绿证后，可直接参加绿电交易，或由分布式发电聚合商聚合参与绿电交易。
浙江	统调风电、光伏 90%电量（暂定）分配政府授权合约，执行政府定价，10%电量通过现货市场交易，自愿参与绿电交易。 非统调风电、光伏自愿参与绿电交易，其中分布式以聚合方式参与
山西	支持新能源参与市场交易，自 2025 年 1 月起，分布式新能源可自愿选择以独立或聚合方式参与绿电、绿证交易，暂不承担相关市场运营费用。
湖北	110 千伏及以上新能源电站须直接参与中长期及现货交易，110 千伏以下新能源场站直接参与市场交易或作为价格接受者。
新疆	风电机组优先发电计划电量 248.82 亿千瓦时，普通风电项目保量保价优先小时数 895 小时，计划电量 241.56 亿千瓦时。 太阳能发电机组优先发电计划电量 181.85 亿千瓦时，普通光伏项目保量保价优先小时数 500 小时，计划电量 176.01 亿千瓦时。
冀南电网	省调直调光伏省内市场化电量比例暂定为 60%，风力发电场站省内市场化电量比例暂定为 30%。2025 年 10 千伏及以上工商业分布式光伏分阶段参与市场，其中，1 月 1 日开始，首次并网的增量分布式光伏参与市场，7 月 1 日开始，存量分布式光伏参与市场，上网电量入市比例暂定为 20%。分布式光伏以聚合(直接)或接受市场价格模式参与市场。
陕西	纳入规划的集中式风电企业、集中式光伏发电企业及统调水电企业上网电量，除保障居民、农业用电及线损电量等对应的优先发电合同电量外，全部参与市场交易。光伏扶贫项目、光伏领跑者项目等按有关政策可暂不入市。鼓励分布式新能源（含分布式光伏、分散式风电，下同）上网电量自愿参与电力市场交易，扩大绿色电力供给。省调调管的分布式新能源可直接参与批发市场交易，其他分布式新能源原则上主要以聚合方式参与交易。

资料来源：广东省能源局，中国能源新闻网，浙江省发改委，中国储能网，新疆发改委，河北省发改委，北极星售电网，我的钢铁网，天风证券研究所

我们对上述省份 2025 年和 2024 年文件中“新能源市场化交易”的相关表述进行对比，可以看到，其入市节奏均有明显的加快趋势，具体来看：

- **集中式电站：**规定市场化电量比例提高或保障性小时数（优发电量）降低；
- **分布式电站：**新增或明确电站参与市场机制，鼓励分布式发电项目入市。

图 3：部分省份 2025 年和 2024 年文件中“新能源市场化交易”的相关表述对比

年份	交易类型	广东	江苏	浙江	湖北	新疆	冀南电网	陕西
2024年	集中式-	220KV及以上电站, 基准电量90%	仅规定绿电交易上限	鼓励参与绿电交易	-	非平价风电/光伏项目优先小时数分别为1330h/800h	省调统调新能源电站市场化比例20%-60%	除优发电量外全部参与市场交易
	分布式-	-	绿证申请成功后可参加月内绿电交易	-	-	全额保障收购	-	-
2025年	分布式-	鼓励以聚合虚拟电厂方式参与现货交易和绿电交易	核发绿证后可直接参加绿电交易或由聚合商聚合参与	以聚合方式参与绿电交易	-	全额保障收购	分阶段以聚合(直接)或接受市场价格模式参与市场	鼓励自愿直接或聚合方式参与电力市场交易
	集中式-	220KV及以上电站, 基准电量70%, 新增100KV及以上规则, 基准电量50%/90%	不参加绿电交易的集中式光伏、风电全年保量保价小时数分别为400、800小时	统调电站90%电量执行政府授权合约, 10%电量参与现货交易	110千伏及以上电站直接参与市场交易, 110千伏以下场站可作为价格接受者	普通风电/光伏项目保障小时数895h/500h	省调统调风电/光伏市场化比例分别为30%/60%	除优发电量外全部参与市场交易

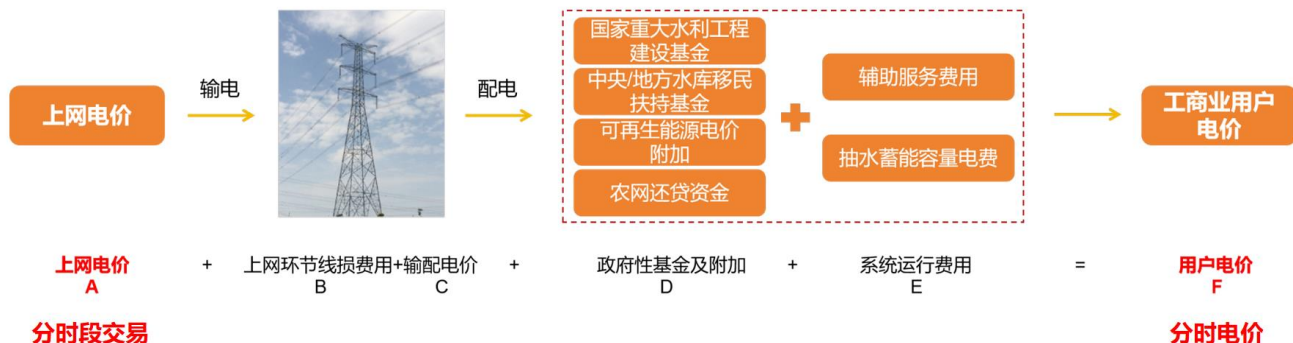
资料来源：广东省能源局，中国能源新闻网，浙江省发改委，中国储能网，新疆发改委，河北省发改委，北极星售电网等，天风证券研究所

### 3.1. 电价：分时机制下变数仍存，限价政策有所缓解

#### 3.1.1. 分时交易影响新能源电价，风电表现优于光伏

12月6日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于做好2025年电力中长期合同签约履约工作的通知》，提出要全面推进分时段、带曲线签约，持续完善电力中长期合同价格形成机制，各地要根据当地电力运行实际特别是净负荷曲线变化特征，持续优化、细化电力中长期交易时段划分，并保障在发用两侧分时段同步交易、执行和结算。

图 4：用户侧分时电价与发电侧交易电价衔接——分时段交易

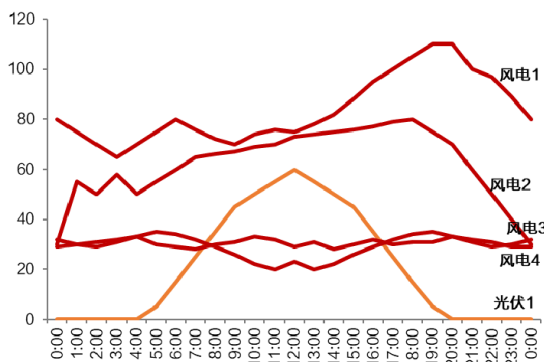


资料来源：国家发改委，北极星售电网，天风证券研究所

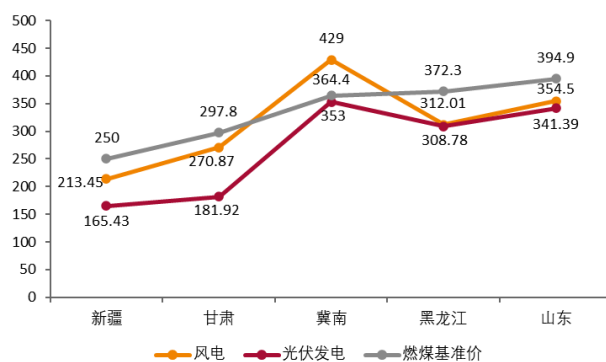
对比风光出力曲线，风电市场化交易电价受影响相对较小，而部分地区峰谷时段或对光伏市场化交易电价产生显著影响。根据文献《考虑风光出力波动性的实时互补性评价方法》（刘永前等）研究，我们选取了多个典型日内风光出力曲线情况，可以看到，风电出力曲线随机性相对较强，同时没有明显的大发或零出力时段；对比之下，光伏发电出力曲线特征更为突出，仅日间可以进行出力发电，且大发时段多集中于午间，而夜间时段出力基本为零。根据我们整理，2024年上半年新疆、甘肃、冀南、黑龙江、山东风电交易均价分别为213.45、270.87、429、312.01、354.5元/MWh，光伏发电交易均价分别为165.43、181.92、353、308.78、341.39元/MWh，风电交易电价具备明显优势。

图 5：典型日内风光出力情况 (MW)

图 6：2024年上半年部分省份风光发电交易均价 (元/MWh)



资料来源：《考虑风光出力波动性的实时互补性评价方法》刘永前等，天风证券研究所



资料来源：上海市太阳能学会，天风证券研究所

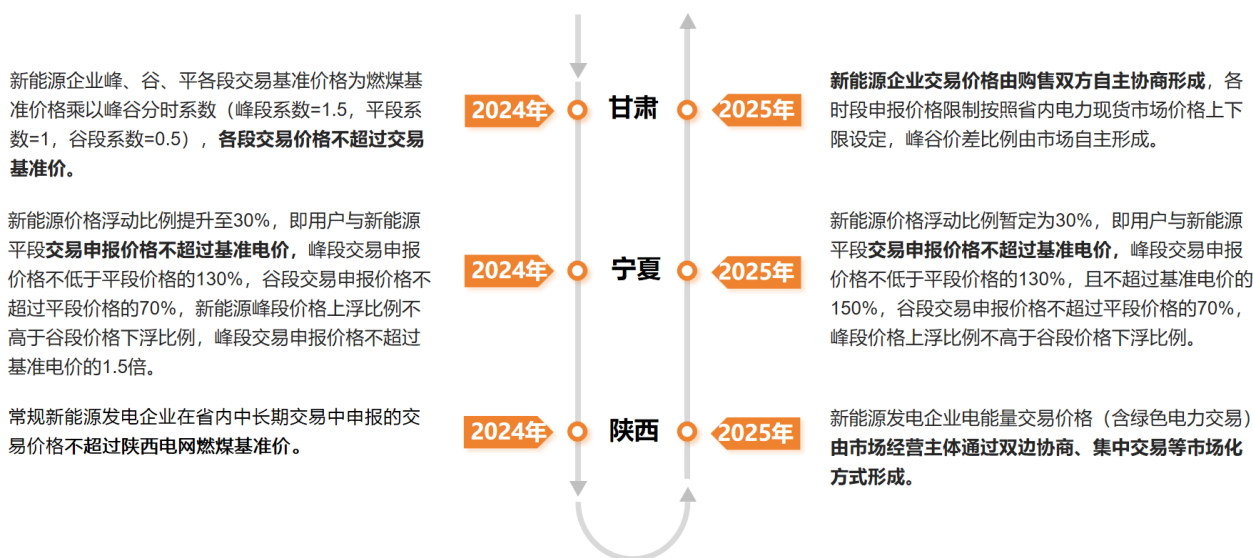
### 3.1.2. 部分省份限价政策有所缓解

甘肃、陕西 25 年电力交易方案未提及新能源市场化交易限价政策，电价压力或有所缓解。整理甘肃、宁夏、陕西三区域 2025 年电力交易方案中关于新能源价格机制表述：

- 甘肃：新能源企业交易价格由购售双方自主协商形成，各时段申报价格限制按照省内电力现货市场价格上下限设定，峰谷价差比例由市场自主形成。
- 宁夏：为促进光伏产业健康发展，综合考虑光伏投资成本回收，并进一步拉大峰谷价差，新能源价格浮动比例暂定为 30%，即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的 130%，且不超过基准电价的 150%，谷段交易申报价格不超过平段价格的 70%。新能源峰段价格上浮比例不高于谷段价格下浮比例。
- 陕西：新能源发电企业电能量交易价格（含绿色电力交易）由市场经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成。

可以看到，宁夏 2025 年新能源市场化交易价格形成机制与 2024 年相同，均要求申报价格不超过基准电价，而甘肃与陕西 2025 年电力交易方案中均未提及新能源市场化交易电价的限价机制，其电价压力或有所缓解。

图 7：甘肃、宁夏、陕西 2024 与 2025 年新能源市场化交易价格机制对比



资料来源：甘肃省发改委，宁夏发改委，北极星售电网，我的钢铁网，天风证券研究所

## 4. 投资建议

“十四五末” 将近，新能源市场化交易节奏或进一步加快，2025 年多个省份电力交易方案中对其交易规则进行明确表述，市场化电量占比明显提高，分时交易机制下新能源市场化电价变数仍存，但考虑部分省份限价政策放宽，其压力或有所缓解。

标的方面，新能源行业建议关注【龙源电力 H】【大唐新能源】【新天绿色能源】【太阳能】；火电行业建议关注【华电国际】【申能股份】【浙能电力】【皖能电力】；水电行业建议关注【长江电力】【川投能源】【华能水电】【远达环保】【国投电力】；核电行业建议关注【中广核电力 H】【中国核电】【中国广核】。

## 5. 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。

**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，导致补贴兑现不及预期，则可能对行业产生不利影响。

## 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 A 栋 23 层 2301 房	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	邮编：570102	邮编：200086	邮编：518000
邮箱：research@tfzq.com	电话：(0898)-65365390 邮箱：research@tfzq.com	电话：(8621)-65055515 传真：(8621)-61069806 邮箱：research@tfzq.com	电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com