

投资评级：强于大市（维持）

报告日期：2021 年 08 月 08 日

分析师

分析师：于夕朦 S1070520030003

☎ 010-88366060-8831

✉ yuximeng@cgws.com

分析师：范杨春晓 S1070521050001

☎ 010-88366060

✉ fycx@cgws.com

行业表现



数据来源：wind

浅析绿证、配额制和碳交易市场对电力行业影响

——碳中和系列报告（四）

绿证与配额制：从消费侧入手促进可再生能源长期发展

- 为了促进新能源电力行业在的中长期发展和解决补贴退出后的市场激励问题，绿证制度和可再生能源消纳权重政策应运而生，在新能源消费侧发挥积极作用。
- **绿证：**我国 2017 年起开始实施绿证交易，目前采取自愿交易，补贴目录内的陆风和集中式光伏以及平价项目均可以申请。我国实施绿证制度的目的是减轻新能源补贴压力和引导绿色电力消费观，促进清洁能源利用。目前，处于自愿认购阶段的绿证交易并不频繁，处于有量无市的静默阶段。我们认为随着碳中和的理念和价值观持续的普及和深化，绿证代表的环境价值将会被更多人认知和重视，消费者购买绿证的积极性会明显提升。而为了更好的发挥绿证制度的作用，绿证制度也有望得到进一步完善。我们认为未来有三个可能的完善方向：1）绿证由自愿交易转变为强制交易，由消费端强制承担绿证成本；2）设计实质性激励政策，鼓励消费者购买绿电；3）取消配额制，配额的约束直接由绿证消纳百分比完成。
- **配额制：**可再生能源消纳责任权重（配额制）出台主要是为解决我国可再生能源中长期发展责任问题，从需求侧入手促进新能源行业发展。配额制的责任主体是电力消费者，通过电源消纳结构引导行业发展。配额制配合绿证制度实施，为绿证定价并为新能源电力在平价时代获得补贴提供交易对手和源动力。我国非水可再生能源消纳权重将自 2021 年起逐年提升，预计到 2030 年时将达到 25.9%。根据政策，各省非水可再生能源电力消纳权重年均提升 1.5% 左右，并遵循“只升不降”原则。2022 年全国可再生能源消纳量的最低预期值和实际完成值有望分别达到 23382 亿千瓦时和 25037 亿千瓦时，较 2020 实际消纳值分别增长了 8.5% 和 16.2%。2022 年全国非水可再生能源消纳量的最低预期值和实际完成值有望分别达到 11199 亿千瓦时和 12192 亿千瓦时，较 2020 实际消纳值分别增长了 31.1% 和 42.7%。

碳交易市场：以减碳排为主，从供给侧划分碳排放权责，促进能源转型

- 7 月 16 日，全国碳交易正式上线，目前有 2000 余家发电企业参与交易。根据上海环境能源交易所数据，前十六个交易日，碳排放配额（CEA）收盘价均超过 50 元，平均收盘价为 54.0 元/吨，平均成交价为 50.45 元/吨。成交量方面：除去首日实现较大交易量外，其余交易日 CEA 成交量整体呈萎缩态势，日均成交量为 13.6 吨（不含首日），若日常成交量维持在这个水平，以一年 250 个工作日计算，全年 CEA 成交量约 3392 万吨，以平

均成交价 50.45 元/吨计算，全年成交额将达到 17.11 亿元。

- **碳交易市场划分了各行业碳排放权重，从供给侧入手改变能源结构。**以电力行业为例，碳交易市场运行后，碳价会与发电成本耦合，促进我国能源结构转型。基于四方面原因，我们认为碳市场运行后中短期内优质火电企业受影响较小：1)为实现通过电价来引导用户端使用低碳能源的目的，火电企业未来有望将部分碳排放成本传导至终端，由电能消费者承担；2)火电企业的减排改造进度在八大减排行业内位列首位，短期内减排压力相对较小；3)主要火电能源集团内部都有大量新能源项目的储备，可以提供 CCER；4)火电角色向调峰角色转变后，度电碳排放会提高，我们认为调峰产生的碳排放成本将由下游承担。对于风光等新能源而言，在碳交易市场启动后，新能源运营商作为二氧化碳减排和新能源电力的主要提供方，必定会增加收入成为主要受益者。
- **投资建议：**
- **火电：商业模式有望改变，逐步回归公用事业属性，看好优质企业长期发展。**我们认为火电企业在碳市场运行初期受到的影响较小，盈利能力不会受到明显冲击。而随着碳排放配额逐步收紧，减排压力逐上升后，行业落后产能将被出清，在风光由于规模或储能等原因无法承担主力电源职责前，剩余火电企业经营状况有望改善。长期看，火电企业职责将由主力电源逐步转变化辅助调峰电源，行业商业模式将发生改变，结合电价体系的持续改革，我们认为火电行业将回归公用事业属性，届时优质火电企业盈利能力和现金流都将改善，为企业转型提供支持。推荐关注优质低估值火电企业，推荐标的：华电国际，相关标的：国电电力、京能电力。
- **风电光伏：绿证和 CCER 有望显著增厚行业利润，“双碳”目标下，行业发展前景广阔。**随着碳中和等环保理念和价值观持续普及和深化，我们认为绿证购买量会显著提升。并且为了更好的发挥绿证机制的作用，我们认为绿证制度有望进一步完善，届时将为新能源项目增加额外收益，改善项目现金流。而碳交易市场平稳运行后，风光电源有望在短时间内进入市场参与交易，作为最大的 CCER 提供方将明显受益，风光项目业绩有望显著提升。推荐关注优质新能源运营企业，推荐标的：中闽能源、福能股份、协鑫能科；相关标的：三峡能源、龙源电力(H)、中广核新能源(H)。
- **风险提示：**全国碳市场上线进度不及预期，政策推进不及预期，用电需求下降，机组利用小时数下降，电价下降，模型假设偏离预期等。

目录

1. 绿证与配额制：从消费侧入手促进可再生能源长期发展	5
1.1 绿证：目前交易不活跃，未来有望完善	5
绿证：采用自愿交易，补贴目录内的陆风和集中式光伏以及平价项目均可以申请	5
我国绿证及配额制发展历程	6
我国实施绿证制度的目的	7
绿证交易现状：目前交易并不频繁，未来有望随碳中和理念普及得到改善	7
为了更好发挥绿证的作用，绿证制度有望进一步完善	8
1.2 配额制：强制可再生能源消纳责任落实，消费侧促进行业发展，激活绿证市场	9
2. 碳交易市场：以减碳排为主，从供给侧划分碳排放权责，促进能源转型	14
全国碳市场上线，CEA 平均成交价 50 元/吨，除首日外平均日成交量 14 万吨 ...	14
绿证与碳交易市场的区别	16
火电：碳市场运行后中短期内对优质企业影响较小	16
风光：明显受益于碳市场，运行初期项目度电收入有望增加 0.04 元	17
3. 投资建议	17
4. 风险提示	18

图表目录

图 1: 绿证样本.....	5
图 2: 我国绿证及配额制发展历程.....	6
图 3: 我国可再生能源电价附加收入及安排的支出。.....	7
图 4: 我国绿色证书历年交易价格.....	8
图 5: CEA 每日收盘价（元/吨）.....	14
图 6: CEA 每日成交量（万吨）.....	15
图 7: 碳市场影响能源结构示意图.....	15
表 1: 各省市可再生能源电力总量消纳责任权重.....	10
表 2: 各省市可再生能源消纳权重对应电力消费量（单位：亿千瓦时）.....	11
表 3: 各省市非水可再生能源总量消纳责任权重.....	12
表 4: 各省市非水可再生能源消纳权重对应电力消费量（单位：亿千瓦时）.....	13
表 5: 对电力行业而言绿证与碳交易区别.....	16

1. 绿证与配额制：从消费侧入手促进可再生能源长期发展

为了促进新能源电力行业的中长期发展和解决补贴退出后的市场激励问题，绿证制度和可再生能源消纳权重政策应运而生，在新能源消费侧发挥积极作用。从国际实践来看，通常绿证交易制度和可再生能源配额制的都是配套使用。

1.1 绿证：目前交易不活跃，未来有望完善

绿证：采用自愿交易，补贴目录内的陆风和集中式光伏以及平价项目均可以申请

绿证是指信息中心按照国家相关管理规定，依据可再生能源上网电量，通过国家能源局可再生能源发电项目信息管理平台，向符合资格的可再生能源发电企业颁发的具有唯一代码标识的电子凭证，它记录了特定的 1000 千瓦时上网电量是来自全国哪个陆上风电场或光伏集中电站。绿证可交易并能兑现为货币收益，是对可再生能源发电方式予以确认的一种指标。

绿色证书交易制度是指专为绿色证书进行买卖而营造市场的制度。绿色证书交易制度是保证可再生能源配额制度有效贯彻的配套措施，它将市场机制和鼓励政策有机的结合，使得各责任主体通过高效率 and 灵活的交易方式，用较低的履行成本来完成政府规定的配额。

图 1：绿证样本



资料来源：国家可再生能源信息管理中心，长城证券研究所

绿证卖方：目前补贴项目只有已纳入国家可再生能源电价附加补贴目录的陆上风电和地面集中式光伏电站项目可以申请绿证，分布式光伏项目和海上风电项目暂无申请绿证资格。而根据《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目都可申请绿证。

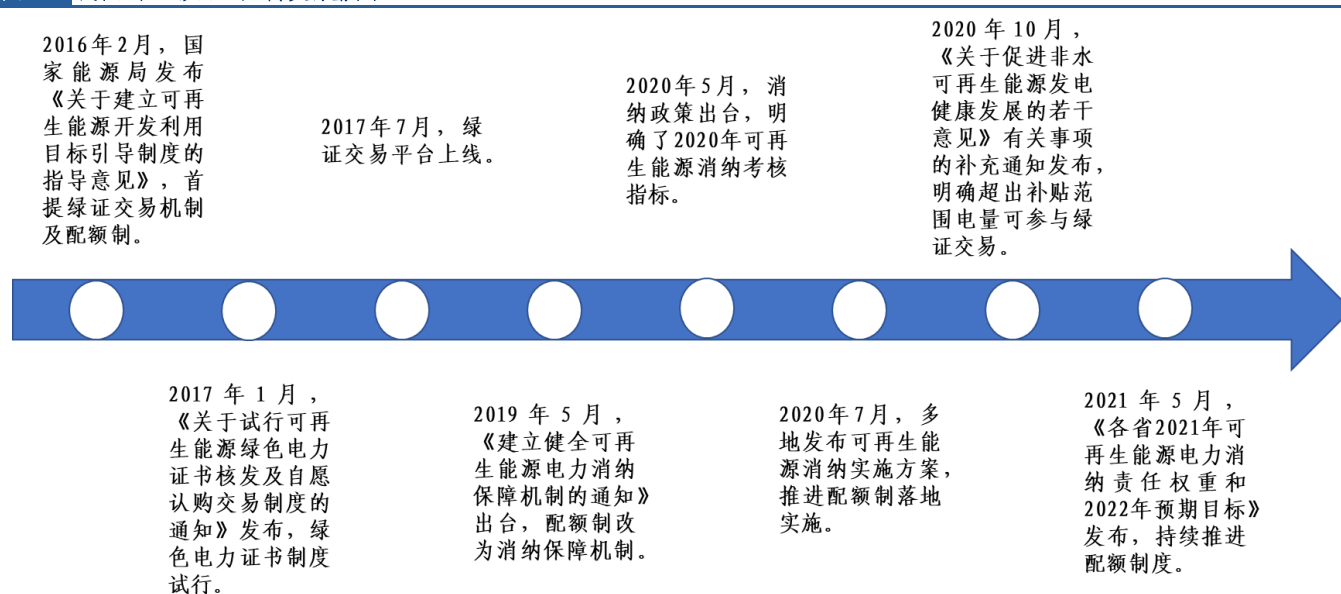
绿证买方：目前各级政府机关、企事业单位、社会机构和个人都可以通过绿证认购平台购买绿证，交易完成后，购买方在交易完成后，可以获得绿电购买证明，并登上绿证交易平台的荣誉榜。

绿证的价格定价模式：在自愿认购阶段，绿证挂牌价格设置上限，上限价格为项目的电价附加补贴标准，即价格主管部门批复的项目上网电价-当地脱硫燃煤标杆电价，例如某风电项目标杆电价为 0.6 元/kWh，当地脱硫标杆电价为 0.35 元/kWh，那么风电的绿证最高价为 0.25 元/kWh，转换单位后 250 元/张。挂牌价格目前暂不设下限。

我国绿证及配额制发展历程

为了促进可再生能源发展，我国 2017 年起开始实施绿证交易。21 世纪初，欧洲国家就已经开始实施绿证交易，目前包括美国、英国、法国、日本等 20 余国实行了绿证交易。2016 年，国家能源局颁布的《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》，首次提出建立可再生能源电力绿色证书交易机制。2017 年 1 月，国家发改委等正式颁布《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》，标志着绿证交易体系的建立，同年七月，全国绿色电力证书自愿认购交易在京正式启动。2020 年 5 月，国家发改委和能源局联合印发了《各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知》，给出了各省、直辖市 2020 年可再生能源及非水可再生能源最低消纳责任权重，和激励性消纳责任权重。2020 年 10 月，三部委发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，明确超出补贴范围电量可参与绿证交易。整体来看，绿证制度内容多借鉴国际经验，2017 年施行以来，针对绿证交易体系调整完善的相关政策并不多。

图 2：我国绿证及配额制发展历程

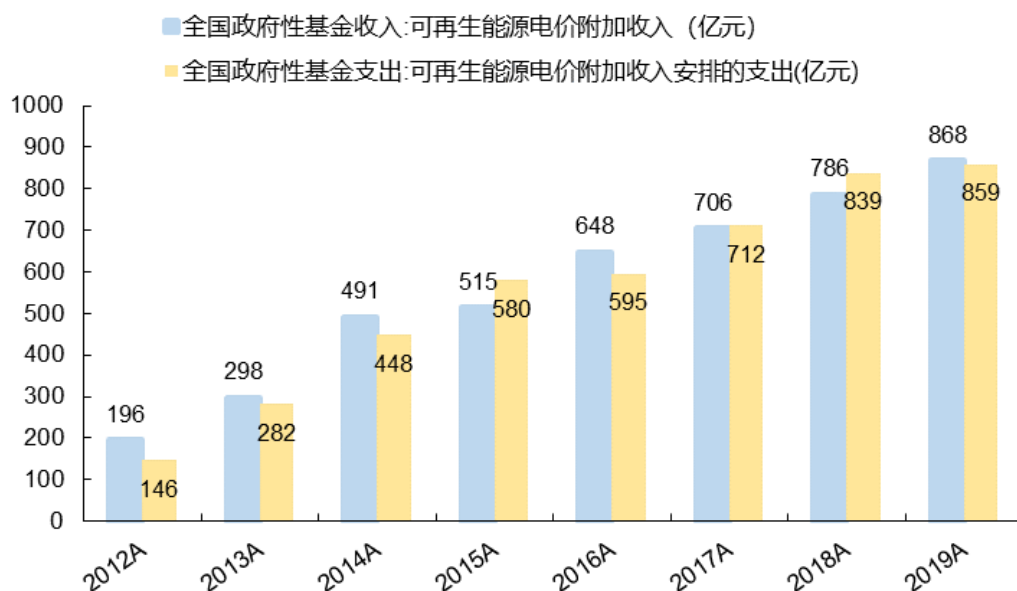


资料来源：能源杂志，长城证券研究所

我国实施绿证制度的目的

1) 减轻补贴压力：从 2006 年到现在，我国可再生能源电价附加标准从最初的每千瓦时 0.1 分钱提高至 1.9 分钱（2016 年后未再做调整），但电价附加标准的提高始终滞后于可再生能源发展的需求。根据 2019 年全国人大常委会执法检查组《关于检查可再生能源法实施情况的报告》中公布的数据，“十三五”期间 90% 以上新增可再生能源发电项目补贴资金来源尚未落实。2012 年至 2019 年，我国可再生能源电价附加收入累计达到 4508 亿元，基本用于发放补贴。但根据中国可再生能源学会风能专业委员会秦海岩文章介绍，到 2020 年底累计补贴资金缺口将达到 3000 亿元以上，即使 2021 年起我国新能源逐步进入平价时代，但存量项目的补贴压力依然巨大。补贴资金来源不足，补贴发放不及时，已经切实影响了新能源业主的正常经营和发展，而绿证制度出台的目的就是希望可以解决部分补贴问题。

图 3：我国可再生能源电价附加收入及安排的支出。



资料来源：财政部，长城证券研究所

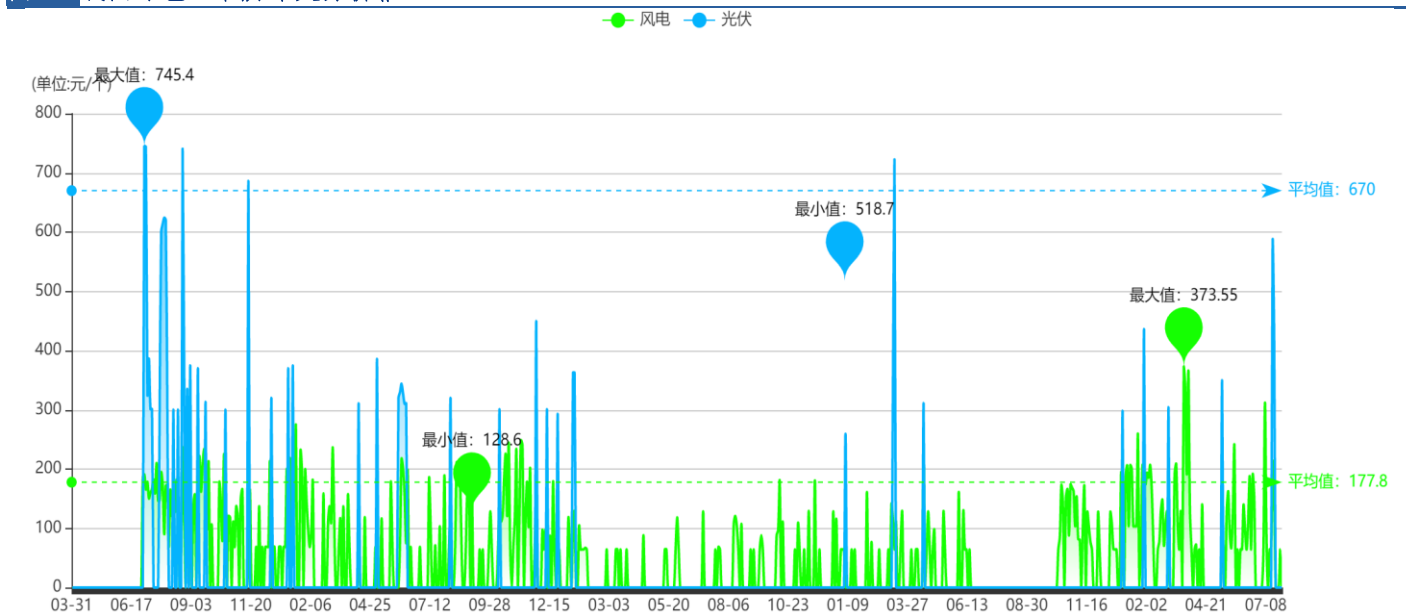
2) 引导绿色电力消费观，促进清洁能源利用，保护环境。绿证体现了可再生能源的环境价值，购买绿证是对其环境价值的支付。绿证制度实际上为企业和个人提供了一个机会选择对环境有益的绿色能源消费，消费者通过购买绿证就可以保护环境，支持可再生能源的发展，并且彰显自身支持绿色环保的理念，例如企业可以通过购买绿证，证明其在电力能源消费领域实现了零碳排放。

绿证交易现状：目前交易并不频繁，未来有望随碳中和理念普及得到改善

目前处于自愿认购阶段的绿证交易并不频繁，处于有量无市的禁默阶段，未来有望随着碳中和概念普及得到改善。由于目前绿证属于自愿交易，政府对于绿证政策如何实行也处于探索阶段，因此交易并不频繁。根据中国绿色电力证书认购交易平台数据，截至 2021 年 7 月下旬，我国风电累计核发绿证 2640 万张，累计挂牌 526 万张，累计交易量 7.7 万张，交易量占挂牌量的 1.46%，交易价格区间为 128.6 元/张至 373.55 元/张，平均交易价

格为 177.8 元/张；我国光伏累计核发量 695 万张，累计挂牌 82 万张，累计交易 4864 张，交易量占挂牌量比为 0.59%，交易价格区间为 518.7 元/张至 745.4 元/张，平均交易价格为 670.0 元/张。整体看，绿证交易市场处于有量无市的静默状态。在“双碳”背景下，个人和企业自身实现碳中和的主要路径包括了绿色出行，植树造林和购买绿证等，我们认为随着碳中和的理念和价值观持续普及和深化，绿证所代表的环境价值将被更多人认知和重视，消费者购买绿证的积极性会明显提升。

图 4：我国绿色证书历年交易价格



资料来源：中国绿色电力证书认购交易平台，长城证券研究所

为了更好地发挥绿证的作用，绿证制度有望进一步完善

由于目前绿证市场目前处于有量无市的静默状态，未完全达到设计制度时的目的，绿证制度有望得到进一步的完善。我们认为绿证制度未来有三个可能的完善方向：

- 1) **绿证由自愿交易转变为强制交易，由消费端强制承担绿证成本。**绿证制度目前处于自愿交易阶段，即使与配额制配套运行，交易也并不活跃。随着平价时代带来，新能源业主收入会明显下降，并且由于新能源项目参与市场化交易是大趋势，根据目前市场电交易情况，平价竞价项目的收入还会进一步下降。因此为了提升新能源项目盈利水平，促进行业的长期发展，我们认为绿证交易可能由自愿交易转变为强制交易，稳定的增加新能源项目度电收益。平价项目可以直接获得绿证带来的额外收益，存量项目也可以用绿证收益等额替代新能源补贴，改善项目的现金流。
- 2) **设计实质性激励政策，鼓励消费者购买绿电。**目前国外的一些绿证政策会给予绿电购买者实质性的激励。例如在荷兰，企业消费了绿色电力后可以适当减免生态税；在美国部分州，无论是个人还是企业使用绿电达到一定比例后，能够在贷款上享有优惠政策，获得较高授信额度，进行绿色金融贷款。我们认为未来绿证制度也可以借鉴海外经验，给予绿证消费者更多实质性的鼓励政策，引导消费者购买绿电。

- 3) 取消配额制，配额的约束直接由绿证消纳百分比完成。配额制实施的主要目的是强制可再生能源消纳责任落实，从消费侧促进新能源行业发展。我们认为随着绿证制度的完善，未来可能会取消配额制，通过强制要求地方、企业消纳一定比例的绿证来实现可再生能源的强制消纳，这样既达成了绿证和配额制的目的，也简化了政策。

1.2 配额制：强制可再生能源消纳责任落实，消费侧促进行业发展，激活绿证市场

可再生能源消纳责任权重（配额制）出台主要是为解决我国可再生能源中长期发展责任问题，从需求侧入手促进新能源行业发展。由于用户侧对所用电能来源于何种电源没有要求，可再生能源在消费端并没有优势，因此为了提升消纳，配额制将考核和激励对象转向了用电侧，通过要求用电侧消纳可再生能源，提升消纳来带动整个产业链发展。

配额制的责任主体是电力消费者，通过电源消纳结构引导行业发展。配额制政策框架下地方政府只需对能源转型的最终结果负责，各省市可以根据自身的资源条件和技术优势自主选择最优方式完成配额，而这些消费端需求将传导至发电企业，影响电力开发主体对各电源类型的开发规模和开发时间，最终将引导整个新能源产业链的发展。

配额制配合绿证制度实施，为绿证定价并为新能源电力在平价时代获得补贴提供交易对手和源动力。2019年5月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（以下简称“通知”），明确可再生能源电力消纳责任权重，建立健全消纳保障机制。“通知”明确，承担消纳责任的市场主体可通过补充（替代）方式完成消纳量：向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量，双方自主确定转让（或交易）价格。同时，也可自愿认购绿证对应的可再生能源电量等量计为消纳量。强制性的非水可再生能源消纳责任的落实，有望激活绿证市场、在平价时代合理补贴新能源发电提供了源动力和资金来源。

非水可再生能源消纳权重将自2021年起逐年提升，预计到2030年时将达到25.9%。为确保完成2030年碳达峰目标，2021年2月，国家能源局下发《关于征求2021年可再生能源电力消纳责任权重和2022—2030年预期目标建议的函》（以下简称《建议函》），提出为确保完成2030年非化石能源占一次能源消费比重达25%的目标，2030年全国统一可再生能源电力消纳责任权重要达到40%，其中非水可再生能源电力消纳责任权重从2021年的12.7%上升至2030年的25.9%。《建议函》同时对各省2021—2030年的非水可再生能源消纳目标提出要求，在2021年目标的基础上，要求各省非水可再生能源电力消纳权重年均提升1.5%左右，并遵循“只升不降”原则。

2020年全国可再生能源电力实际消纳量为21613亿千瓦时，占全社会用电量比重28.8%，同比提高1.3个百分点；全国非水电可再生能源电力消纳量为8562亿千瓦时，占全社会用电量比重为11.4%，同比增长1.2%。根据《2020年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》，2020年全国30个省（区、市）中，可再生能源电力消纳占全社会用电量的比重超过80%以上的3个、40-80%的6个、20-40%的10个、10-20%的11个；非水电可再生能源电力消纳占全社会用电量的比重超过20%以上的4个、10-20%的15个、5-10%的9个、5%以下的2个。

2022 年全国可再生能源消纳量的最低预期值和实际完成值有望分别达到 23382 亿千瓦时和 25037 亿千瓦时，较 2020 实际消纳值分别增长了 8.54%和 16.22%。我们整理了国家能源局和国家发改委发布的关于 2020 年至 2022 年可再生能源消纳权重数据，整体看消纳权重是在陆续递增的，2021 年各省市激励消纳权重平均值较 2020 年实际完成值提升了约 1.08%，而部分省份 2020 年实际消纳权重高于 2021 年目标值的原因我们认为是发改委考虑了来水可能的波动对水电发电量的影响，因此适当调整了目标值。我们以各省市 2020 年电力消费量为基数进行测算，得出未来两年各省市完成配额时对应的电力消费量，并将各省可再生能源电力消纳量相加得全国消纳量（不包含西藏，下同）。假设 2021 年和 2022 年全国用电量增速均为 5%，同时假设 2022 年各省实际完成消纳权重高于最低预期值 2%（2020 年各省此数值的平均数为 4.3%），则 2022 年全国可再生能源消纳量的最低预期值和实际完成值分别有望达到 23382 亿千瓦时和 25037 亿千瓦时，较 2020 实际消纳值分别增长了 8.54%和 16.22%。

表 1：各省市可再生能源电力总量消纳责任权重

省市	2020 年实际消	2021 年消纳权重		2022 年消纳权
	纳权重	最低值	激励值	重预期最低值
北京	16.40%	18.00%	19.80%	19.44%
天津	16.10%	17.00%	18.70%	18.42%
河北	14.20%	16.50%	18.20%	17.93%
山西	18.80%	20.00%	22.00%	21.41%
山东	12.40%	13.00%	14.30%	14.44%
内蒙古	21.10%	20.50%	22.60%	21.87%
辽宁	17.20%	15.50%	17.10%	16.90%
吉林	30.30%	28.00%	30.90%	29.29%
黑龙江	23.40%	22.00%	24.20%	23.40%
上海	35.60%	31.50%	35.00%	32.45%
江苏	16.80%	16.50%	18.20%	17.71%
浙江	19.60%	18.50%	20.50%	19.46%
安徽	17.60%	16.00%	17.60%	17.34%
福建	19.00%	19.00%	21.00%	19.96%
江西	25.20%	26.50%	29.30%	32.39%
河南	21.60%	21.50%	23.70%	22.77%
湖北	43.20%	37.00%	41.00%	37.50%
湖南	47.10%	45.00%	49.90%	49.49%
重庆	51.40%	43.50%	48.30%	45.50%
四川	81.80%	74.00%	82.00%	70.00%
陕西	24.90%	25.00%	27.60%	25.89%
甘肃	52.50%	49.50%	54.80%	50.00%
青海	84.70%	69.50%	77.00%	70.00%
宁夏	26.70%	24.00%	26.40%	25.40%
新疆	20.54%	22.00%	24.30%	22.88%
广东	33.10%	29.00%	32.20%	31.09%
广西	43.30%	43.00%	47.70%	47.92%
海南	16.20%	16.00%	17.70%	16.65%
贵州	40.70%	35.50%	39.40%	36.00%
云南	80.60%	75.00%	83.00%	70.00%

平均	32.40%	30.27%	33.48%	31.45%
----	--------	--------	--------	--------

资料来源：国家发改委、国家能源局、长城证券研究院

注：西藏暂不参与考核，2022 年最低总量消纳责任权重预期超过 70% 的省份暂按照 70% 下达

表 2：各省市可再生能源消纳权重对应电力消费量（单位：亿千瓦时）

省市	2020 年实际消 纳电量	2021 年消纳权重对应电量		2022 年消纳权 重预期最低值 对应电量
		最低值	激励值	
北京	187	205	226	222
天津	141	149	164	161
河北	559	649	716	705
山西	440	468	515	501
山东	860	902	992	1002
内蒙古	821	800	881	853
辽宁	418	376	414	409
吉林	244	225	249	236
黑龙江	238	223	245	237
上海	561	496	552	511
江苏	1072	1052	1160	1129
浙江	946	894	990	940
安徽	427	388	427	421
福建	473	472	521	496
江西	410	431	477	527
河南	731	729	804	772
湖北	927	793	879	804
湖南	909	868	963	955
重庆	610	516	573	540
四川	2344	2120	2349	2006
陕西	434	435	481	451
甘肃	722	681	754	688
青海	629	516	571	519
宁夏	277	249	274	264
新疆	652	660	729	686
广东	2294	2009	2230	2153
广西	878	871	966	970
海南	59	58	64	60
贵州	646	563	625	571
云南	1634	1520	1682	1418
平均	718	677	749	707
合计	21543	21334	23597	23382

资料来源：国家发改委、国家能源局、国家统计局、长城证券研究院

注：2021 年和 22 年各省市消纳电量值以 2020 年各省电力消费量乘以对应权重值（不考虑用电量增长），合计值计算时假设了每年用电量增速为 5%

2022 年全国非水可再生能源消纳量的最低预期值和实际完成值有望分别达到 11199 亿千瓦时和 12192 亿千瓦时，较 2020 实际消纳值分别增长了 31.08%和 42.69%。整体看非水可在能源消纳权重整体是递增的，并且增幅高于总量消纳权重，2021 年各省市激励消纳权重平均值较 2020 年提升了约 2.11%。其它计算方法和假设与上文相同，另假设 2022 年各省实际完成消纳权重高于最低预期值 1.2%(2020 年各省此数值的平均数为 1.15%)，则 2022 年全国非水可再生能源消纳量的最低预期值和实际完成值分别有望达到 11199 亿千瓦时和 12192 亿千瓦时，较 2020 实际消纳值分别增长了 31.08%和 42.69%。(非水可再生能源消纳电量的增量高于总量消纳增量的原因主要为水电大省的 2022 年总量预期消纳权重明显低于 2020 年实际消纳权重)

表 3: 各省市非水可再生能源总量消纳责任权重

省市	2020 年实际消 纳权重	2021 年消纳权重		2022 年消纳权 重预期最低值
		最低值	激励值	
北京	16.10%	17.50%	19.30%	18.75%
天津	15.10%	16.00%	17.60%	17.25%
河北	13.50%	16.00%	17.60%	17.25%
山西	16.80%	19.00%	20.90%	20.25%
山东	11.40%	12.50%	13.80%	13.75%
内蒙古	19.50%	19.50%	21.50%	20.75%
辽宁	13.60%	13.50%	14.90%	14.75%
吉林	21.30%	21.00%	23.10%	22.25%
黑龙江	21.50%	20.00%	22.00%	21.25%
上海	4.80%	4.00%	4.40%	5.25%
江苏	9.00%	10.50%	11.60%	11.75%
浙江	7.50%	8.50%	9.40%	9.75%
安徽	13.60%	14.00%	15.40%	15.25%
福建	7.30%	7.50%	8.30%	8.75%
江西	10.60%	12.00%	13.20%	13.25%
河南	13.70%	18.00%	19.80%	19.25%
湖北	9.10%	10.00%	11.00%	11.25%
湖南	11.10%	13.50%	14.90%	14.75%
重庆	4.20%	4.00%	4.40%	5.25%
四川	6.10%	6.00%	6.60%	7.25%
陕西	13.60%	15.00%	16.50%	16.25%
甘肃	17.80%	18.00%	19.80%	19.25%
青海	25.40%	24.50%	27.00%	25.75%
宁夏	21.40%	22.00%	24.20%	23.25%
新疆	10.90%	12.50%	13.80%	13.75%
广东	5.40%	5.00%	5.50%	6.25%
广西	8.90%	10.00%	11.00%	11.25%
海南	7.40%	8.00%	8.80%	9.25%
贵州	7.30%	8.50%	9.40%	9.75%
云南	15.10%	15.00%	16.50%	16.25%
平均	12.63%	13.38%	14.74%	14.63%

资料来源：国家发改委、国家能源局、长城证券研究院

注：西藏暂不参与考核

表 4：各省市非水可再生能源消纳权重对应电力消费量（单位：亿千瓦时）

省市	2020 年实际消 纳电量	2021 年消纳权重对应电量		2022 年消纳权 重预期最低值 对应电量
		最低值	激励值	
北京	183	200	220	214
天津	132	140	154	151
河北	530	629	692	679
山西	393	445	489	474
山东	792	868	958	954
内蒙古	760	761	839	809
辽宁	331	327	361	357
吉林	172	169	186	179
黑龙江	218	203	223	215
上海	76	63	69	83
江苏	574	669	739	749
浙江	362	411	454	471
安徽	330	340	374	370
福建	181	186	206	217
江西	172	195	215	216
河南	465	611	672	653
湖北	194	214	236	241
湖南	215	260	287	285
重庆	49	47	52	62
四川	174	172	189	208
陕西	236	261	287	283
甘肃	245	248	272	265
青海	188	182	200	191
宁夏	222	228	251	241
新疆	345	375	414	412
广东	375	346	381	433
广西	180	203	223	228
海南	27	29	32	33
贵州	116	135	149	155
云南	307	304	334	329
平均	183	200	220	214
合计	21543	21334	23597	23382

资料来源：国家发改委、国家能源局、国家统计局、长城证券研究院

注：2020 年青海省加上了河南省转让的 12 亿千瓦时超额消纳量；浙江省加上了宁夏回族自治区转让的 12.55 亿千瓦时超额消纳量。2021 年和 22 年各省市消纳电量值以 2020 年各省电力消费量乘以对应权重值（不考虑用电量增长），合计值计算时假设了每年用电量增速为 5%

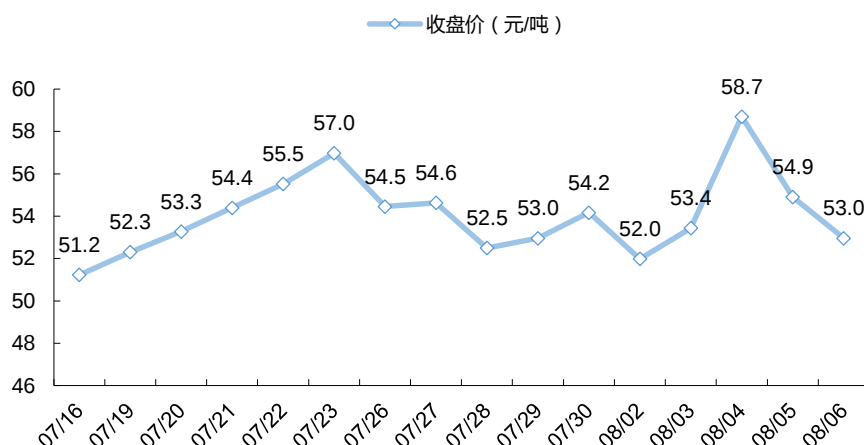
2. 碳交易市场：以减碳排为主，从供给侧划分碳排放权责，促进能源转型

全国碳市场上线，CEA 平均成交价 50 元/吨，除首日外平均日成交量 14 万吨

全国碳交易正式上线，目前有 2000 余家发电企业参与交易。7 月 16 日，全国碳交易市场正式上线，目前我国仅有 2000 余家发电企业进入市场，参与市场的发电企业排放总量约 40 亿吨，占全国排放量的 40% 左右。根据生态环境部应对气候变化司司长李高此前介绍，“十四五”期间将进一步加快碳市场的建设，并把包括钢铁、水泥、化工等其他重点行业加快纳入进来。根据国合会专家介绍，碳交易市场最终将涵盖发电、石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸和国内民用航空等八个高排放行业。

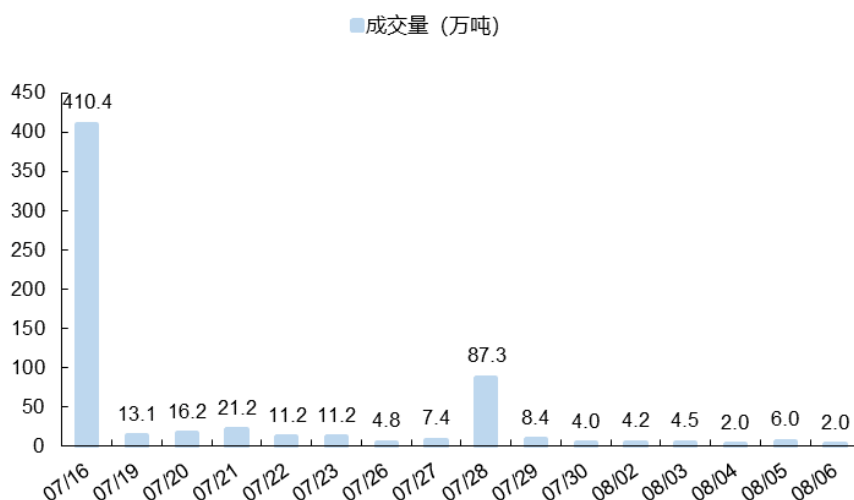
截至 8 月 6 日，碳排放配额（CEA）每日收盘价均超过 50 元，平均收盘价为 54 元/吨，除去首日较高交易量后，其余交易日日均成交量为 13.6 万吨。根据上海环境能源交易所数据，截至 8 月 6 日，全国碳市场碳排放配额（CEA）累计成交量 613.90 万吨，累计成交额 3.10 亿元，平均成交价为 50.45 元。开市后的前十六个交易日 CEA 收盘价均超过 50 元，平均收盘价为 54.0 元/吨。成交量方面，除首日成交量较大外，其余交易日 CEA 成交量整体呈萎缩态势，日均成交量为 13.6 吨。若日常成交量维持在这个水平，以一年 250 个工作日计算，全年 CEA 成交量约 3392 万吨，以平均成交价 50.45 元/吨计算，全年成交额将达到 17.11 亿元。

图 5：CEA 每日收盘价（元/吨）



资料来源：上海环境能源交易所、长城证券研究院

图 6: CEA 每日成交量 (万吨)

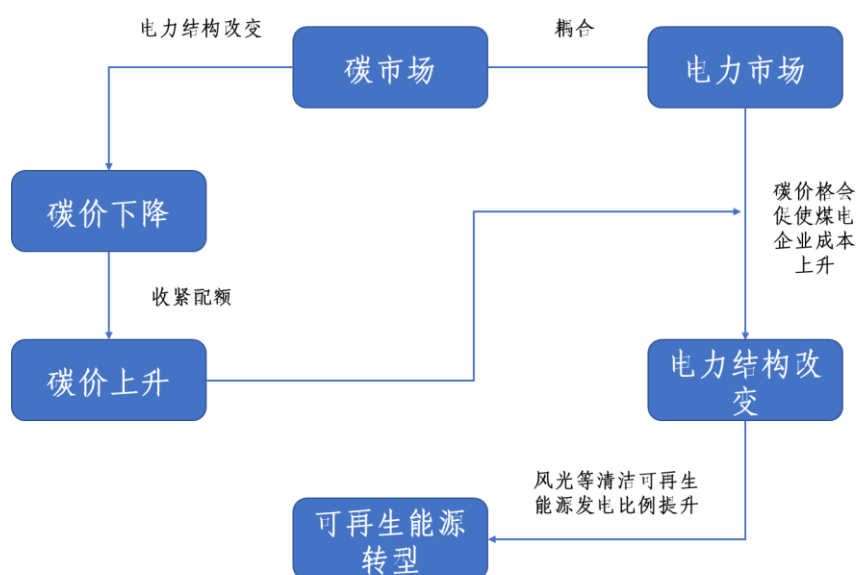


资料来源: 上海环境能源交易所, 长城证券研究院

碳交易市场划分了各行业碳排放权重, 从供给侧入手改变能源结构。碳交易市场核心任务是为了降低碳排放, 因此政府通过碳配额发放, 为各高排放行业及企业划分了排放权重, 并通过不断缩减配额量, 实现行业和总量的减排。同时政府通过调整碳配额发放量影响碳市场供需情况, 从而影响碳价, 然后通过碳排放成本影响高排放企业运营成本和盈利能力, 最终实现从供给侧入手改变能源消费结构。

以电力行业为例, 碳交易市场运行后, 碳价会与发电成本耦合, 促进我国能源结构转型。我们认为碳交易市场运行后会从三方面影响电力行业, 最终推动行业向可再生能源转型: 1) 通过碳价削减高碳发电的经济性, 使低碳发电更具有竞争力, 鼓励从高碳发电向低碳发电转变; 2) 提高了以高碳燃料为基础的电力价格, 在市场电交易中削弱煤电竞争力, 促使可再生电的消费量提升; 3) 增厚新能源发电项目的利润, 提升投资者对新能源发电项目的回报率预期, 刺激企业对低碳技术和能源的投资。压缩煤电的利润空间, 降低其投资回报率, 使投资者减少对煤电的投资。

图 7: 碳市场影响能源结构示意图



资料来源: 长城证券研究院

绿证与碳交易市场的区别

目前绿证交易和碳交易是两个独立的市场，两者在主要目的、发力方式、交易方式、出售和认购主体等方面均有所不同。未来两者存在相互支持，共同发力的可能。

表 5: 对电力行业而言绿证与碳交易区别

	主要目的	发力方式	交易方式	出售主体	认购主体	单位
绿证	减轻新能源补贴压力, 引导绿色能源消费理念	从消费侧入手, 引导消费绿色电力, 改变能源消费结构	自愿交易	新能源发电项目 (包括补贴目录内的陆风和集中式光伏项目及平价、低价的各类新能源项目)	各级政府机关、企事业单位、社会机构和个人	元/张
碳交易	减少二氧化碳为主的温室气体排放	从供给侧入手, 引导高碳发电方式向低碳发电方式转变, 改变能源供给结构	强制交易	目前为发电企业, 最终将涵盖发电、石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸和国内民用航空等八大行业	同出售主体, 未来有望加入金融机构及个人	元/吨

资料来源: 长城证券研究院

火电: 碳市场运行后中短期内对优质企业影响较小

根据我们测算, 碳市场运行初期, 假设碳价为 50 元, 预计火电度电成本增加 0.0008 元, 净利润约下降 2.8%。(详细测算过程请见我们已发布报告《全国碳交易市场启动在即, 对电力企业影响几何?》, 下同) 基于四方面原因, 我们认为碳市场运行后中短期内优质火电企业受影响较小:

- 1) 为实现通过电价引导用户端使用低碳能源的目的, 火电企业未来有望将部分碳排放成本传导至终端。火电企业是煤炭的加工者而不是消费者, 火电企业应该承担的减碳排职责应该是尽力提升煤炭使用效率, 减少度电煤耗, 通过技术减少碳排放。因此我们认为由使用煤炭发电所产生的碳排放成本不应全部由火电企业承担, 电能的消费者同样有责任部分承担碳排放成本。如此可以通过电价从终端引导消费者使用低碳能源, 更好的发挥碳交易市场引导能源转型的作用, 也合理分摊了使用煤炭所产生的碳排放成本。故我们认为火电企业未来有望将部分排放成本传导至终端。
- 2) 火电企业的减排改造进度在八大减排行业内位列首位, 短期内减排压力相对较小。根据生态环境部规划, “十四五”期间发电、石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸和国内民用航空等八个高排放行业都会进入碳交易市场。由于火电企业是最早开始进行超低排放改造行业 (根据中电联数据, 截至 2020 年底, 我国达到超低排放限值的煤电机组约 9.5 亿千瓦, 约占全国煤电总装机容量 88%), 对煤炭的燃料效率很高, 在控制碳排放方面与其它行业相比具有明显的比较优势。因此我们认为初期对优质煤电企业的碳排放约束会相对宽松, 政府会对其它有更大碳减排改造空间的行业进行更严格的减排约束。
- 3) 主要火电能源集团内部都有大量新能源项目的储备, 可以提供 CCER。我国主要火电能源集团内部都有大量的可再生能源项目, 根据各公司年报。截至 2020 年底, 华能国际、大唐发电、中国电力可再生能源装机 (仅包括风电、光伏及生物

质发电)占燃煤发电装机容量的比分别为 11.93%、12.96%和 37.74%，公司可以通过自身拥有的新能源装机提供减排配额，降低购买碳配额带来的业绩影响。

- 4) **火电角色向调峰角色转变后，度电碳排放会提高，我们认为调峰产生的碳排放成本将由下游承担。**随着新能源快速发展，火电角色将由主力电源角色逐步转变为调峰角色（详细逻辑请看我们此前发布的报告：《碳中和系列报告二：电力市场改革深水区，成本回收机制改革之容量电价》）。当火电机组进行深度调峰后，机组负荷和再热蒸汽温度都会降低，锅炉效率会明显受到影响，不完全燃烧会增加，从而增加度电的碳排放。我们认为火电机组因调峰产生的额外减排成本会类似抽水蓄能一样，由各级电网合理分摊，企业本身不会承担这部分成本。

风光：明显受益于碳市场，运行初期项目度电收入有望增加 0.04 元

设计碳交易市场制度的核心目的是降低碳排放，鼓励新能源发展。国家为实现“双碳”目标，设计了包括碳交易、CCER、绿证等制度，本质上都是为了降低碳排放，促进新能源行业发展。在碳交易市场启动后，新能源运营商作为二氧化碳减排和新能源电力的主要提供方，必定会增加收入成为主要受益者。根据我们测算，碳市场运行初期，假设碳价为 50 元，新能源项目度电收入约增加 0.04 元，风电平价项目净利润增加 37.3%，光伏平价项目净利润增加 43.3%。

3. 投资建议

火电：商业模型有望改变，逐步回归公用事业属性，看好优质企业长期发展。我们认为火电企业在碳市场运行初期受到的影响较小，盈利能力不会受到明显冲击。而随着碳排放配额逐步收紧，减排压力逐上升后，行业落后产能将被出清，在风光由于规模或储能等原因无法承担主力电源职责前，剩余火电企业经营状况有望改善。长期看，火电企业职责将由主力电源逐步转变化辅助调峰电源，行业商业模式将发生改变，结合电价体系的持续改革，我们认为火电行业将回归公用事业属性，届时优质火电企业盈利能力和现金流都将改善，为企业转型提供支持。推荐关注优质低估值火电企业，推荐标的：华电国际，相关标的：国电电力、京能电力。

风电光伏：绿证和 CCER 有望显著增厚行业利润，“双碳”目标下，行业发展前景广阔。随着碳中和等环保理念和价值观持续普及和深化，我们认为绿证购买量会显著提升。并且为了更好的发挥绿证机制的作用，我们认为绿证制度有望进一步完善，届时将为新能源项目增加额外收益，改善项目现金流。而碳交易市场平稳运行后，风光电源有望在短时间内进入市场参与交易，作为最大的 CCER 提供方将明显受益，风光项目业绩有望显著提升。推荐关注优质新能源运营企业，推荐标的：中闽能源、福能股份、协鑫能科；相关标的：三峡能源、龙源电力(H)、中广核新能源(H)。

4. 风险提示

全国碳市场上线进度不及预期，政策推进不及预期，用电需求下降，机组利用小时数下降，电价下降，模型假设偏离预期等。

研究员承诺

本人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，在执业过程中恪守独立诚信、勤勉尽职、谨慎客观、公平公正的原则，独立、客观地出具本报告。本报告反映了本人的研究观点，不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的报酬。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于 2017 年 7 月 1 日 起正式实施。因本研究报告涉及股票相关内容，仅面向长城证券客户中的专业投资者及风险承受能力为稳健型、积极型、激进型的普通投资者。若您并非上述类型的投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研究报告中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

免责声明

长城证券股份有限公司（以下简称长城证券）具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格。

本报告由长城证券向专业投资者客户及风险承受能力为稳健型、积极型、激进型的普通投资者客户（以下统称客户）提供，除非另有说明，所有本报告的版权属于长城证券。未经长城证券事先书面授权许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布，亦不得作为诉讼、仲裁、传媒及任何单位或个人引用的证明或依据，不得用于未经允许的其它任何用途。如引用、刊发，需注明出处为长城证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向他人作出邀请。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

长城证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。长城证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

长城证券版权所有并保留一切权利。

长城证券投资评级说明**公司评级：**

买入——预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅 15%以上
增持——预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅介于 5%~15%之间
持有——预期未来 6 个月内股价相对行业指数涨幅介于-5%~5%之间
卖出——预期未来 6 个月内股价相对行业指数跌幅 5%以上

行业评级：

强于大市——预期未来 6 个月内行业整体表现战胜市场
中性——预期未来 6 个月内行业整体表现与市场同步
弱于大市——预期未来 6 个月内行业整体表现弱于市场

长城证券研究所

深圳办公地址：深圳市福田区福田街道金田路 2026 号能源大厦南塔楼 16 层

邮编：518033 传真：86-755-83516207

北京办公地址：北京市西城区西直门外大街 112 号阳光大厦 8 层

邮编：100044 传真：86-10-88366686

上海办公地址：上海市浦东新区世博馆路 200 号 A 座 8 层

邮编：200126 传真：021-31829681

网址：<http://www.cgws.com>