

渐强的碳价信号，渐近的碳约束时代

——碳中和深度报告（一）

投资观点

碳市场：对抗气候变暖的全球行动

一方面，应对气候变化，实现“碳中和”是中国树立大国形象的必由之路，另一方面，发展新能源不仅关系到国家安全，也是后疫情时代经济增长的重要引擎。碳交易市场，无疑是能源转型和气候应对的可度量工具与抓手。根据国际碳行动伙伴组织（ICAP）数据，全球正在运行的碳排放交易体系有 21 个，覆盖的碳排放量约占全球的 18%，覆盖区域 GDP 约占全球的 42%。我国早在 2002 年起就开始参与国际 CDM（清洁发展机制）市场。2011 年起，开展试点区域碳市场，2017 年建立全国碳市场。2021 年，电力行业启动第一个履约周期。

全球碳市：碳价信号渐强，碳约束渐近

碳价的主要驱动因素是当前和预期的配额稀缺性变化。《巴黎协议》后，自主减排成为大势所趋，多个国家提出碳中和路线图。与之相对应的，全球多个正在运行的碳市场推出改革措施以强化碳价信号。2020 年受疫情影响，碳配额需求下降导致多个国家一季度碳价下跌，但在市场稳定机制（如 MSR）、市场改革（新西兰）及碳中和目标的愿景提振下，碳价普遍迅速回升。

回顾欧盟碳市场发展史，我们认为：1) 阶段推进式，逐步扩大行业覆盖，收紧配额约束，有利于碳市场稳定起步，顺利运行；2) 应防范配额供过于求的风险，坚持适度从紧的配额总量分配原则，辅以必要的市场稳定机制；3) 适度发展衍生品，对风险管控、价格发现、提升市场流动性有重要作用。

对能源行业的影响：改变比较优势，新能源产业全面受益

通过对光伏、风电、垃圾焚烧发电、生物质发电自愿减排项目的实例研究，测算出光伏、风电的 CO₂ 减排基准值约 0.8 tCO₂/MWh，垃圾焚烧发电约 1.25 tCO₂/MWh，生物质发电约 0.64 tCO₂/MWh。假设 CCER 单价 20 元/吨，垃圾处理费 40 元/吨，CCER 项目可助力单个光伏、风电、垃圾焚烧发电、生物质发电项目营收提升 4%、4%、3.6%、1.7%。

对于电力企业来说，2019-2020 年配额分配基准较为宽松。但长期来看，碳约束的收紧为大概率事件。由于机组技术路线的不同，先进机组占比较大的企业将产生配额盈余，反之则可能产生配额短缺。

投资建议：碳交易市场是实现碳中和的重要抓手，长期来看将成为企业经营的重要影响因素。随着 CCER 审批迎来重启，可再生能源有望获得额外竞争优势和附加收入，碳约束与碳收益将深刻改变传统能源与可再生能源的比较优势和优先次序。以光伏、风电、储能、氢能、新能源汽车为代表的新能源，包括供应链、制造端、运营端在内的全产业链将全面受益。

标的方面，由于直接受益于 CCER 带来的额外经济激励，建议关注可再生能源运营企业。其中：光伏建议关注太阳能、林洋能源、协鑫新能源（H）、北控清洁能源集团（H）、信义能源（H）。风电建议关注龙源电力（H）、大唐新能源（H）、节能风电、福能股份、金风科技、协合新能源（H）、中广核新能源（H）。生物质及垃圾焚烧发电建议关注瀚蓝环境、旺能环境、伟明环保、绿色动力。

风险分析：国内碳排放交易市场建设进度不及预期，自愿减排市场重启时间过晚，碳配额分配过于宽松，CCER 核准速度过快导致供给过量。

环保：

买入（维持）

电力设备新能源：

买入（维持）

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004

010-58452063

yinzs@ebsecn.com

分析师：马瑞山

执业证书编号：S0930518080001

021-52523850

mars@ebsecn.com

分析师：郝霄

执业证书编号：S0930520050001

021-52523827

haoqian@ebsecn.com

分析师：黄帅斌

执业证书编号：S0930520080005

021-52523828

huangshuaibin@ebsecn.com

联系人：陈无忌

021-52523693

chenwuji@ebsecn.com

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

投资聚焦

研究背景

能源乃国之命脉，气候是生存基础。一方面，应对气候变化，实现“碳中和”是中国树立大国形象的必由之路，另一方面，发展新能源不仅关系到国家安全，也是后疫情时代经济增长的重要引擎。碳交易市场，无疑是能源转型和气候应对的可度量工具与抓手。

在2020年12月的联合国气候雄心峰会和中央经济工作会议上，“30-60”的目标被反复提及，标志着“碳达峰-碳中和”已成为国家战略。2021年1月，《碳排放权交易管理办法（试行）》正式发布。全国碳市场扬帆起航，将成为推动我国碳中和战略的无形之手。

我们的创新之处

1) 全球视野，巡礼国际碳市场。2020年末，我国碳市场重启。放眼国际，由于强劲的碳中和目标的提出，经过疫情冲击的各国碳价迅速恢复。从《巴黎协议》的自主减排原则到疫情后各国“碳中和”宣言，碳约束将成为未来三十年发展的重要影响因素。回顾欧盟碳市场发展，我们对国内碳市场提出了渐进式、柔性机制与衍生品的三大经验借鉴。

2) 聚焦电力及可再生能源。从方法学入手，对垃圾焚烧、生物质发电、光伏、风电等可再生能源的减排项目进行梳理，并对各类项目的减排经验值进行测算。假设CCER单价20元/吨，垃圾处理费40元/吨，CCER项目可助力单个光伏、风电、垃圾焚烧发电、生物质发电项目营收提升4%、4%、3.6%、1.7%。

3) 从“量”和“价”的角度看CCER。市场普遍认为，基于我国可再生能源装机量，CCER的潜在供应量较大，价格可能承压。我们提出：1) 从“量”的角度，CCER重启规则未定，潜在体量仍存在不确定性，减排量签发直接受到政府控制；2) “价”的角度，国际普遍认为，真正有效的碳价应在250元/吨（2020年）左右。在“30-60”目标约束下，碳约束将持续发力。

投资观点

碳交易市场是实现碳中和的重要抓手，长期来看将成为企业经营的重要影响因素。随着CCER审批迎来重启，可再生能源有望获得额外竞争优势和附加收入，碳约束与碳收益将深刻改变传统能源与可再生能源的比较优势和优先次序。以光伏、风电、储能、氢能、新能源汽车为代表的新能源，包括供应链、制造端、运营端在内的全产业链将全面受益。

标的方面，由于直接受益于CCER带来的额外经济激励，建议关注可再生能源运营企业。其中：光伏建议关注太阳能、林洋能源、协鑫新能源（H）、北控清洁能源集团（H）、信义能源（H）。风电建议关注龙源电力（H）、大唐新能源（H）、节能风电、福能股份、金风科技、协合新能源（H）、中广核新能源（H）。生物质及垃圾焚烧发电建议关注瀚蓝环境、旺能环境、伟明环保、绿色动力。

目录

1、碳市场：对抗气候变暖的全球行动.....	4
1.1、国际碳市场：从京都议定书到巴黎协议.....	4
1.2、中国碳市场：从 CDM 到配额试点，再到全国市场.....	7
2、全球碳市场：渐行渐近的碳约束	14
2.1、国际碳市场：减排预期渐强，碳价坚挺.....	14
2.2、中国碳市场：量减价升，约束渐强.....	17
2.3、碳市场的正面效应：创新、数据、经济与生态效益.....	19
2.4、来自欧盟的启示：渐进式、柔性机制与衍生品.....	21
3、对投资的影响测算.....	24
3.1、申请 CCER 的门槛.....	25
3.2、 可再生能源项目的额外收益	28
3.2.1、可再生能源减排量计算原理.....	28
3.2.2、“量”的角度看 CCER.....	31
3.2.3、“价”的角度看 CCER.....	32
3.3、对电力部门的影响.....	33
4、投资建议	37
5、风险分析	37

1、碳市场：对抗气候变暖的全球行动

1.1、国际碳市场：从京都议定书到巴黎协议

碳交易机制的来源

国际社会自20世纪80年代起开展广泛合作，积极探索应对气候变化的方法和路径。1988年，联合国设立了联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）。在联合国主持下，先后谈判制定了《联合国气候变化框架公约》（简称“公约”）、《京都议定书》和《巴黎协定》，构成了目前全球开展气候变化合作的三大国际性法律文件。

自1995年起，“公约”缔约方每年召开一次公约缔约方会议（COP），至今已举办25届（2020年COP26因疫情推迟至2021年10月）。

表 1：具有代表性的公约缔约方会议

时间	会议	地点	主要成果
1992年 5月	UNFCCC	巴西里约热内卢	明确“共同但有区别的责任”，是世界上第一部为全面控制温室气体排放和应对气候变化的具有约束力的国际公约，也成为气候方面全球合作基本框架
1997年 12月	COP3	日本京都	通过了《京都议定书》，对工业化国家规定了量化减排目标：在2008到2012年期间，温室气体排放总量要在1990年的基础上平均减少5.2%，其中欧盟将6种温室气体的排放削减8%，美国削减7%，日本削减6%。发展中国家没有规定减排义务；制定了三种灵活减排机制，催生碳排放权交易市场
2007年 12月	COP13	印度尼西亚 巴厘岛	着重讨论《京都议定书》一期承诺在2012年到期后如何进一步降低温室气体的排放。通过了《巴厘岛行动计划》，致力于在2009年年底完成“后京都”时期全球应对气候变化新安排的谈判并签署协议有关
2009年	COP15	哥本哈根	商讨《京都议定书》一期承诺到期后的后续方案
2012年	COP18	多哈	对京都议定书的后续安排达成了政治共识；明确2013到2020年全球减排总体安排；启动了巴黎协定谈判授权
2015年 12月	COP21	法国巴黎	建立了“自下而上”设定行动目标与“自上而下”设定规则相结合的减排体系；引入“以全球为核心，以5年为周期”的升级更新机制。将在2020年取代《京都议定书》，确定后京都全球气候治理相关安排；延续了公约“共同但有区别的责任”原则，发出了“世界向低碳发展转型”的清晰信号

资料来源：联合国官网、光大证券研究所

1997年《京都议定书》建立了三种碳排放交易机制，即清洁发展机制（CDM）、联合履行机制（JI）、国家排放贸易机制（ET），由此开启了碳排放权交易的时期。

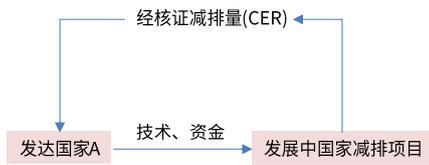
CDM：发达国家向发展中国家提供资金和技术，与发展中国家展开项目合作，通过该项目实现“经核证减排量”（CER），用于实现发达国家的减排承诺。

JI：发达国家之间进行项目合作，将该项目实现的减排单位（ERU）转让于另一发达国家，同时转出方的配额做相应扣减。

ET：发达国家之间以贸易的形式转让配额指标。

《京都议定书》之后，碳排放交易开始为各国家、企业及国际组织所尝试。其中，欧盟所取得的进展尤为突出。2005年1月，欧盟正式启动了欧盟排放交易体系（EU ETS）。

图 1: CDM 运行机制



资料来源：京都议定书、光大证券研究所

图 2: JI 运行机制



资料来源：京都议定书、光大证券研究所

图 3: ET 运行机制



资料来源：京都议定书、光大证券研究所

三种交易机制中，ET 是总量控制下的配额交易体系，而 CDM 和 JI 是利用先进的技术开展清洁项目，从而产生核证减排量。

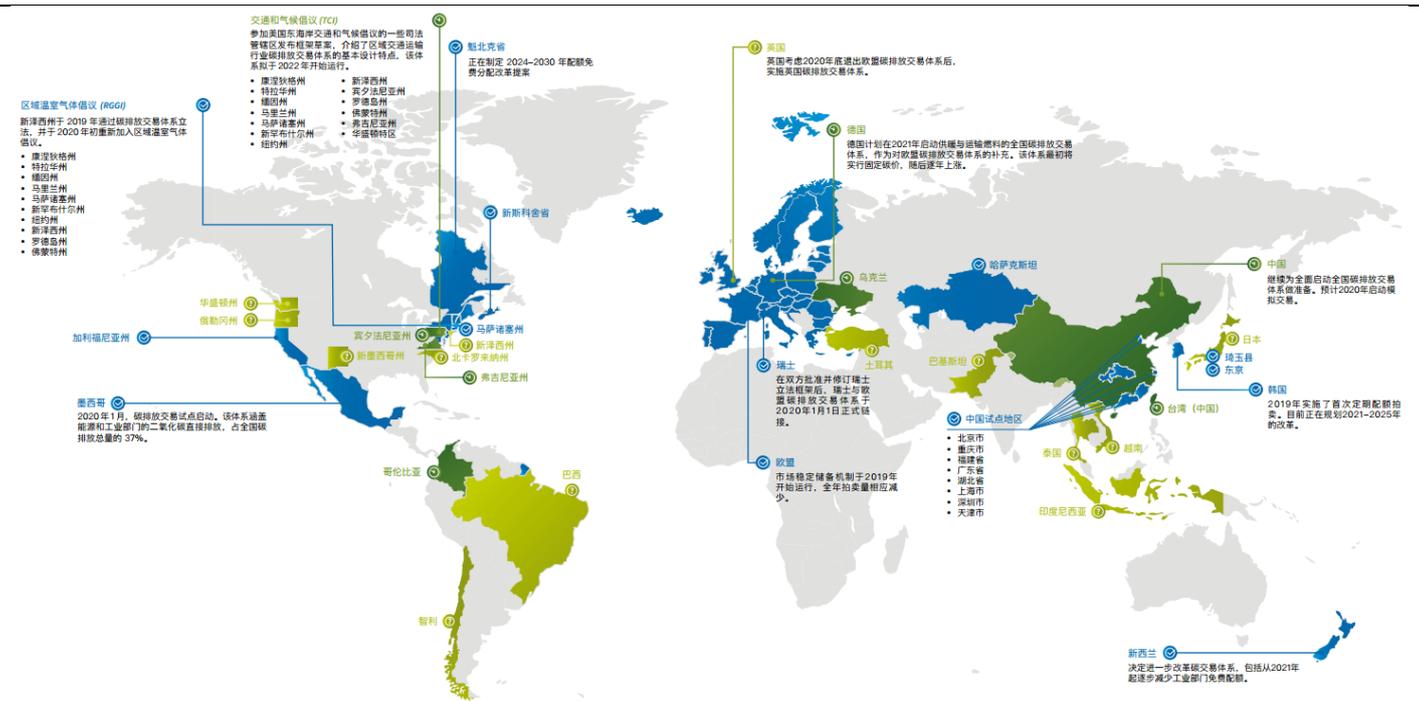
与 ET、CDM 相对应，碳交易市场按交易动机可划分为强制履约市场和自愿减排市场。碳交易市场以配额交易为主导，辅以核证自愿减排量（CER）交易。

配额交易偏向于减排效率，配额价格受到减排成本的直接影响，代表了市场中愿意购买的外部减排指标的最高出价。而减排量交易本质上是用减排量换取资金的机制，其内部不能进行自我运转，是对配额交易系统的调节和补充。自愿减排交易市场一方面可以丰富碳市场交易品种，拓宽履约渠道，促进社会广泛参与减排，另一方面可以拓展重点控排主体的发展空间，适当降低履约成本。

全球碳市场现状

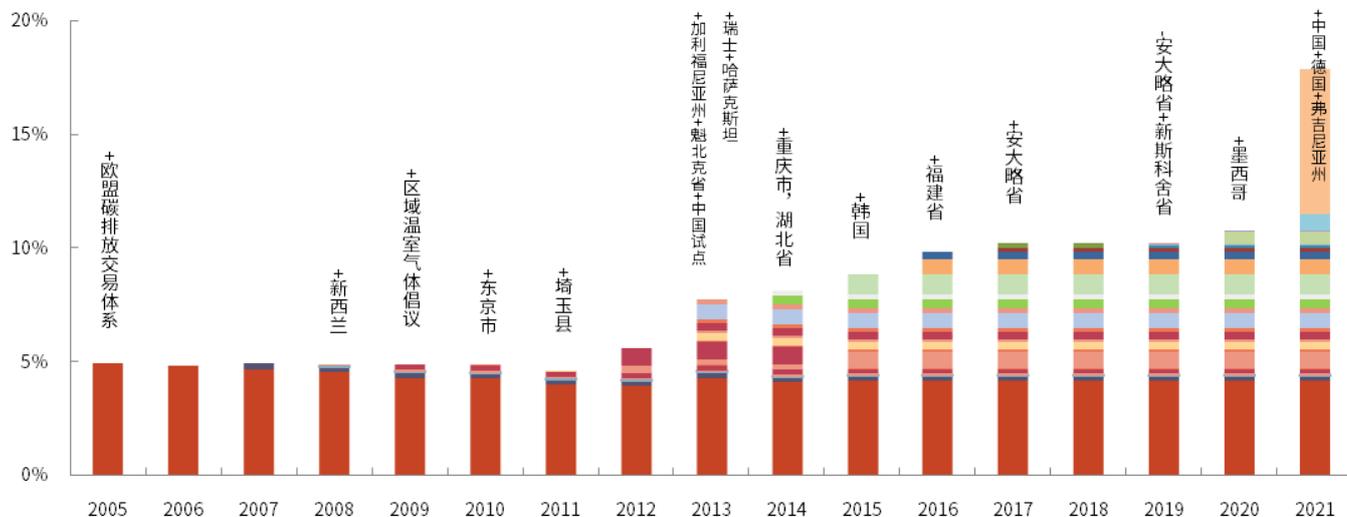
根据国际碳行动伙伴组织(ICAP)报告，截至 2020 年末，正在运行的碳排放交易体系有 21 个，覆盖的碳排放约占全球排放总量的 18%，覆盖区域的 GDP 约占全球的 42%，覆盖人口约占全世界人口的 1/6。

图 4: 全球碳排放交易市场一览（截至 2020 年末）



资料来源：ICAP、光大证券研究所；注：蓝色表示正在实施，绿色表示计划实施，浅绿色表示正在考虑，其中中国已于 2021 年 1 月启动全国碳排放市场

图 5：碳市场的全球扩展



资料来源：世界银行、光大证券研究所；纵轴表示碳排放量全球占比

表 2：碳排放交易体系发展年度回顾

区域	国家/地区	碳排放交易进展
欧洲	欧盟	欧盟碳排放交易体系的市场稳定储备机制(Market Stability Reserve)于 2019 年开始运行。在通过 2020 年后政策框架后,2019 年的监管重心是在碳排放交易下一阶段(2021-2030 年)之前执行商定的条款——包括碳泄漏、免费分配和拍卖。与瑞士碳排放交易体系链接
	瑞士	与欧盟碳排放交易体系的链接已得到双方批准,并于 2020 年 1 月 1 日生效。在筹备链接的过程中,瑞士扩大了行业覆盖范围,并允许非控排主体参与瑞士碳排放交易体系二级市场
欧洲和中亚	哈萨克斯坦	自 2018 年重启运行以来,哈萨克斯坦全国碳排放交易体系于 2019 年底首次实施配额交换。2020 年是当前碳排放交易阶段的最后一年
	德国	德国将在 2021 年启动供暖与运输燃料的全国碳排放交易体系,作为对欧盟碳排放交易体系的补充。2019 年通过立法,决定逐步实施该体系,最初实行固定碳价,并在 2021-2025 年间逐步提高。2026 年将启动最低价和最高价区间限制的拍卖
	乌克兰	《监测报告核查法》(MRV Law)为碳排放交易体系的发展奠定了基础
	黑山	通过了气候法,其中包括在电力和工业部门实行碳排放交易体系的条款。部分配额将被拍卖,拍卖底价为每吨 24 欧元(27 美元)。拍卖收入将用于环保措施。该体系还将设置价格稳定储备机制
北美	加利福尼亚州-魁北克省	几条符合 AB398 的监管修正案于 2019 年生效,不过一些重大变化(例如价格上限、抵消额度相关限值)要到 2021 年生效。魁北克省 2019 年监管工作的重心是拟议的 2024-2030 年配额免费分配改革提案
	加拿大新斯科舍省	根据《清洁增长和气候变化泛加拿大框架》的要求,2019 年开始运行碳排放交易体系
	美国马萨诸塞州	2019 年该州碳排放交易体系的配额拍卖份额有所增加。该体系涵盖电力行业,是对区域温室气体倡议的有效补充
	区域温室气体倡议(RGGI)	大部分区域温室气体倡议成员州采用了《2017 年示范准则》(2017 Model Rule)批准的设计变更,包括提高年度减排系数和 2020 年后新的排放控制储备。新泽西州于 2019 年通过碳排放交易体系立法,并于 2020 年初重新加入区域温室气体倡议。弗吉尼亚州也在建立碳排放交易体系,或将于 2020 年底加入区域温室气体倡议
	宾夕法尼亚州	州长要求宾夕法尼亚州环境质量委员会(Pennsylvania Environmental Quality Board)在 2020 年 7 月 31 日前制定碳排放交易体系提案。该体系将覆盖电力行业的二氧化碳碳排放,可能与区域温室气体倡议链接
	交通和气候倡议(TCI)	参加美国东海岸交通和气候倡议的一些司法管辖区发布框架草案,介绍了区域交通运输行业碳排放交易体系的基本设计特点,该体系拟于 2022 年开始运行
	美国俄勒冈州	该州尝试在 2019 年通过总量控制与交易法案,最终未果。2020 年初,立法机构提出一项修正法案,提议自 2022 年起建立

总量控制与交易体系

拉丁美洲和加勒比地区	墨西哥	墨西哥碳排放交易试点于2020年1月1日启动。该体系涵盖能源和工业部门的二氧化碳直接排放,占全国碳排放总量的37%。碳排放交易体系将于2023年全面运行
	哥伦比亚	继续推进全国碳排放交易体系的设计工作
	中国	2019年,生态环境部发布了《碳排放权交易管理暂行条例(征求意见稿)》和《全国碳排放权配额总量设定与分配方案(征求意见稿)》,为碳排放交易体系实施条例的出台奠定了基础。2021年1月,《碳排放权交易管理办法(试行)》正式发布,全国碳市场启动,首期纳入电力行业
	中国区域试点项目	在持续为全国碳排放交易体系做准备的同时,继续开展碳交易活动
亚太	韩国	2019年实施了首次定期配额拍卖。韩国还启动了针对第三阶段(2021-2025年)的首轮既定改革。改革内容包括:i)尚待确定的更严格的排放上限,ii)增加非排放密集且易受贸易冲击行业(non-EITE)的拍卖份额,iii)扩大特定行业基准的使用
	新西兰	2019年对碳排放交易体系进行深度改革,包括:2021年起逐步减少工业部门的免费配额,取消和置换《京都议定书》第一承诺期的碳单位,为林业部门引入新的核算方法,明确新的未履约处罚办法。政府还与农业部门达成协议,推动农场碳减排,并努力在2025年之前实施农场一级碳定价
	东京和埼玉县	这些城市层面的碳排放交易体系自2011年开始实施链接,持续推进大型建筑和工厂减排
	台湾(中国)	继续推进碳排放交易体系的设计
	菲律宾	目前正在讨论建立工业和商业部门总量控制与交易体系的法案

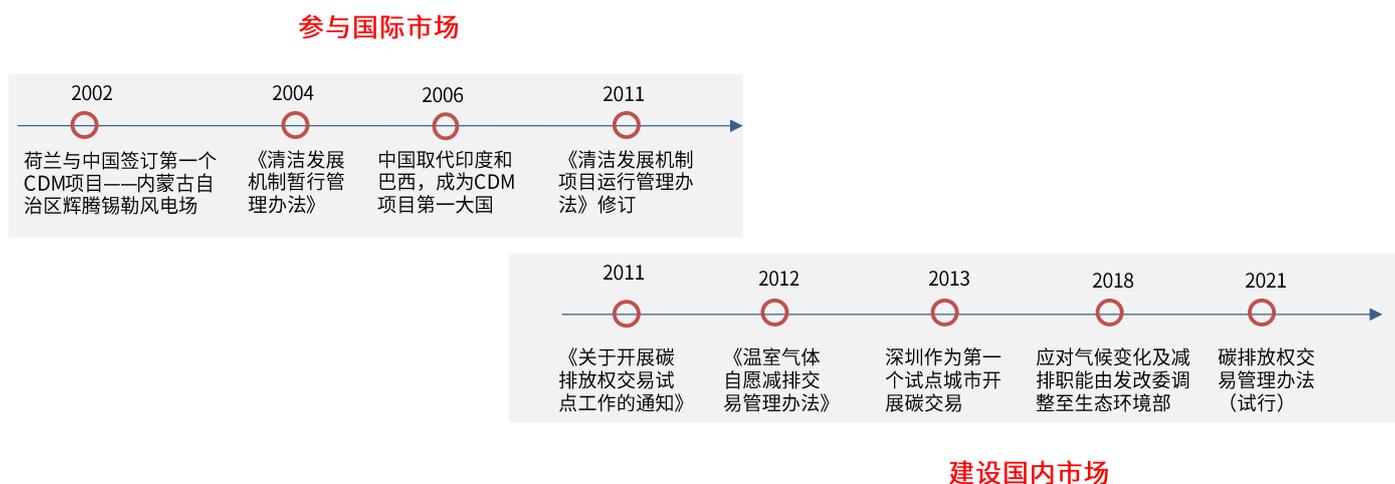
资料来源:世界银行,光大证券研究所整理

1.2、中国碳市场：从 CDM 到配额试点，再到全国市场

我国碳交易市场的建设分为三个阶段：

- 1) 2002-2011 年，主要参与基于 CDM 下的国际市场；
- 2) 2011-2020 年，以 8 大试点区域为代表，开展碳排放权交易试点；
- 3) 2021-至今，启动全国碳交易市场。

图 6：中国碳市场建设历程



资料来源:中国碳交易网、光大证券研究所整理

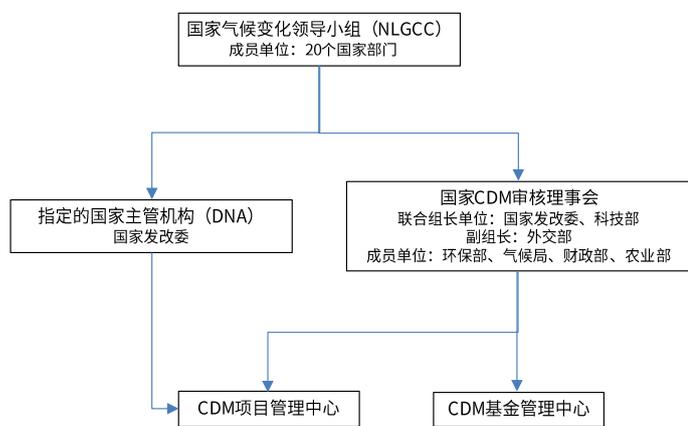
一、参与国际 CDM 市场

《京都议定书》中规定了三种减排机制：清洁发展机制 (CDM)、联合履行机制 (JI)、国家排放贸易机制 (ET)。其中，与发展中国家直接相关的是 CDM。

在当时看来，CDM 是一种双赢机制。通过项目合作，发展中国家可以获得发达国家减排温室气体的技术和资金，从而促进经济发展和环境保护；发达国家通过项目合作，可以以远低于国内的成本实现承诺的温室气体减排目标。

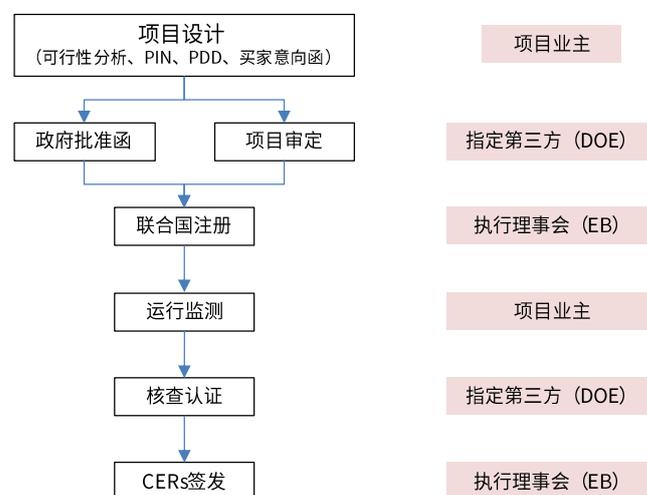
2002 年，荷兰政府与中国政府签订中国第一个 CDM 项目，揭开了我国参与国际 CDM 市场的序幕。政策方面，我国于 2004 年发布《清洁发展机制暂行管理办法》，并逐步健全 CDM 政策法规体系。

图 7：我国 CDM 项目管理部门



资料来源：清洁发展机制网、光大证券研究所

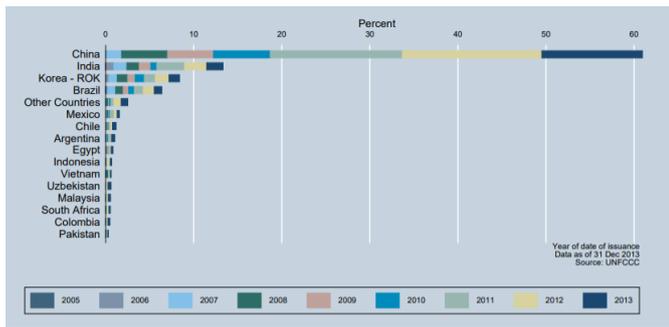
图 8：CDM 项目开发流程



资料来源：清洁发展机制网、光大证券研究所

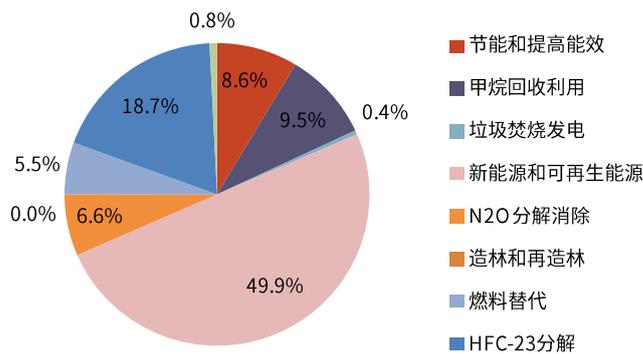
根据中国清洁发展机制网数据，截至 2015 年 07 月 14 日，在 EB 注册的全部 CDM 项目 3807 项；截至 2016 年 08 月 23 日，国家发展改革委批准的全部 CDM 项目 5074 项；截至 2017 年 08 月 31 日，已获得 CERs 签发的全部 CDM 项目 1557 项。按签发项目估计年减排量，新能源和可再生能源、HFC-23 分解、甲烷回收利用项目（按减排类型口径）占比位居前三，分别占比 49.9%、18.7%、9.5%。

图 9：截至 2013 年各国 CDM 项目注册数



资料来源：UNFCCC、光大证券研究所

图 10：签发项目估计年减排量（按减排类型）分布图表

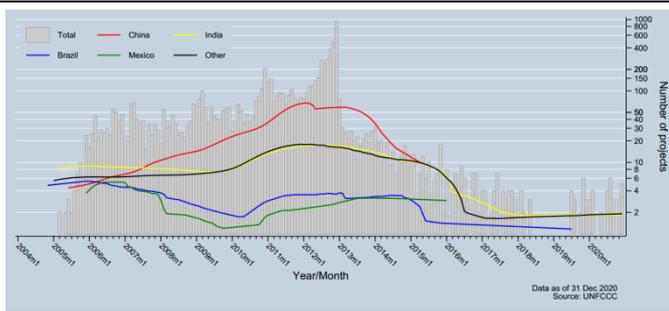


资料来源：中国清洁发展机制网、光大证券研究所；截至 2017.8

但是，CDM 交易本质上属于买方市场，随着《京都议定书》第二阶段（2013-2020）受阻，发达国家强制减排义务减弱，加上受 2009 年欧债危机影响，大大虚弱了国际上特别是欧洲对 CER 的需求。

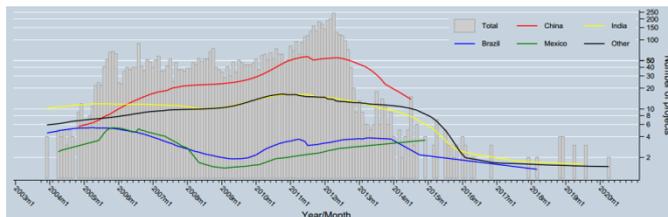
2013 年开始，欧盟开始对中国、印度等 CDM 项目设限，市场逐步萎缩。

图 11：东道国登记 CDM 项目趋势



资料来源：UNFCCC、光大证券研究所；红线代表中国；截至 2020 年 12 月

图 12：东道国进入验证 CDM 项目趋势



资料来源：UNFCCC、光大证券研究所；红线代表中国；截至 2020 年 12 月

二、国内碳配额交易试点

尽管 CDM 项目吸引众多外资投资，但同时存在着项目技术水平低、重复建设的问题。随着多个国家退出《京都议定书》第二期，供给过量下欧洲碳价持续低迷，CDM 项目前景不明。

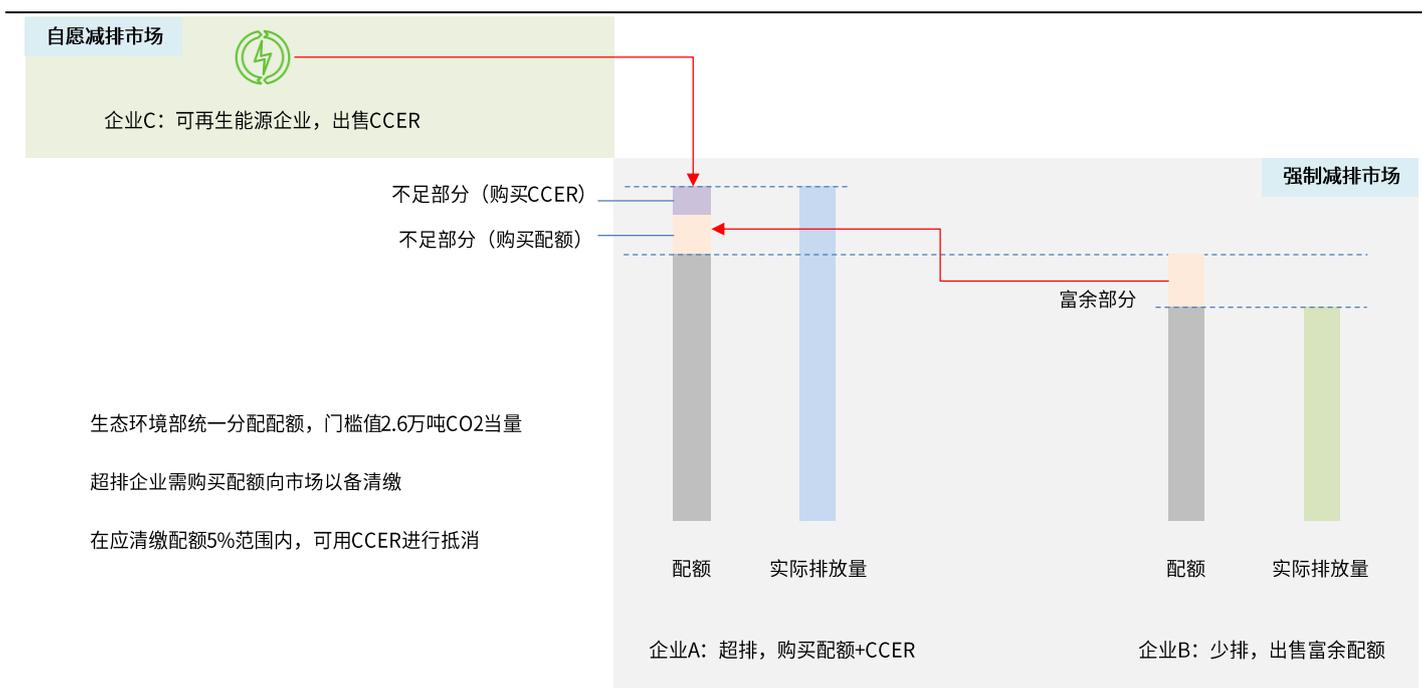
为了打造国内发展低碳经济独立支点，落实“十二五”规划关于逐步建立国内碳排放交易市场的要求，我国开始探索基于国内的碳排放交易市场。

2011 年 10 月，发改委下发《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，同意北京市、天津市、上海市、重庆市、湖北省、广东省及深圳市开展碳排放权交易试点。2012 年 6 月，发改委出台《温室气体自愿减排交易管理办法》，确立国家自愿减排交易机制，提出核证减排量（CCER）交易，抵消配额。

从 2013 年 6 月至 2014 年 6 月，国内七个省市碳排放权交易试点陆续进入运行。2014 年 12 月，发改委发布《碳排放权交易管理暂行办法》。

通过强制市场（配额交易）和自愿减排市场（CCER 交易）相互配合，我国在试点地区初步建立起碳交易市场。

图 13: 中国碳市场结构示意图



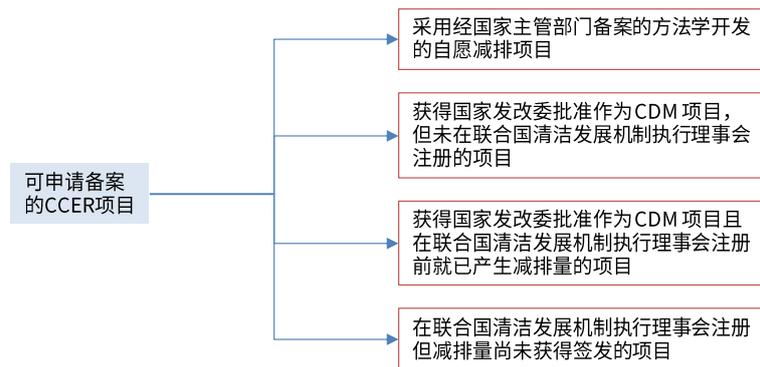
资料来源: 《碳排放权交易管理办法(试行)》、光大证券研究所

表 3: 碳排放交易试点地区概况

试点	建立时间	控排行业	管控单位进入门槛 (tCO ₂ e)	控排企业数 (2019年)	温室气体覆盖比例	配额分配方法	2019 总配额 (亿吨 CO ₂ e)
深圳	2013.6.18	能源(发电)、供水、大型公共建筑、公共交通、制造	工业: 3000吨以上 公共建筑: 2万平以上 机关建筑: 1万平以上	721	40%	无偿+有偿, 拍卖比例不低于3%	
北京	2013.11.28	非工业: 电力、热力、水泥、石化、交通运输业、其他工业和服务业	5000吨以上	843	40%	免费发放	
广东	2013.12.19	电力、水泥、钢铁、石化、造纸、民航	2万吨以上 (2014年后): 工业: 1万吨, 非工业 5000吨以上	242	55%	无偿+有偿, 电力企业的免费比例95%, 钢铁、石化和水泥企业为97%	4.65
上海	2013.11.26	工业: 电力、钢铁、石化、化工、有色、建材、纺织、造纸、橡胶和化纤; 非工业: 航空、机场、水运、港口、商场、宾馆、商务办公建筑和铁路站点	工业: 2万吨以上 非工业: 1万吨以上 水运: 10万吨以上	313	50%	无偿发放, 不定期竞价拍卖	1.58
天津	2013.12.26	电力热力、钢铁、化工、石化、油气开采	2万吨以上	125	60%	无偿+有偿, 不定期拍卖	
湖北	2014.4.2	电力热力、有色金属、钢铁、化工、水泥、石化、汽车制造、玻璃、化纤、造纸、医药、食品饮料	能耗6万吨标煤以上	373	35%	免费发放	2.7
重庆	2014.6.19	电力、电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁	2万吨以上	195	40%	免费发放	

资料来源: 各地区碳排放交易中心、光大证券研究所

图 14: CCER 项目 在很大程度上继承了原有的 CDM 项目



资料来源：中国自愿减排交易信息平台、光大证券研究所

国家温室气体自愿减排交易注册登记系统于 2015 年 1 月上线运行。截至 2017 年 3 月，经公示审定的温室气体自愿减排项目累计已达 2871 个，备案项目 1047 个，实际减排量备案项目约 400 个，备案减排量约 7200 万吨 CO₂ 当量 (tCO₂e)。2017 年 3 月，国家发改委发布《CCER 暂缓受理备案申请公告》，暂缓受理温室气体自愿减排交易方法学、项目、减排量、审定与核证机构、交易机构备案申请。

表 4: 试点区域碳市场抵消机制

试点	使用比例	指标类型	地域限制	时间、类型限制
北京	不超过当年核发配额的 5%	CCER、节能项目碳减排量、林业碳汇项目碳减排量	京外 CCER 不得超过企业当年核发配额的 2.5%，优先使用来自与本市签署合作协议地区的 CCER	CCER、节能项目减排量于 2013 年 1 月 1 日后实际产生。碳汇项目于 2005 年 2 月 16 日后开始实施。HFCs、PFCs、N ₂ O、SF ₆ 气体及水电项目除外
天津	不超过年度排放量的 10%	CCER	优先使用京津冀地区产生的减排量	2013 年 1 月 1 日后实际产生的减排量。水电项目除外
上海	不超过配额数量的 1%	CCER	无	2013 年 1 月 1 日后实际产生
重庆	不超过审定排放量的 8%	CCER	无	2010 年 12 月 31 日后投入运行（碳汇项目不受此限）。水电项目除外
湖北	不超过年度初始配额的 10%	CCER	(1) 湖北省省内项目。 (2) 合作省市项目（备案 CCER，年度用于抵消量不高于 5 万吨）	非大、中型水电类项目
广东	不超过年度排放量的 10%	CCER、省级碳普惠核证减排量 (PHCER)	70% 以上的 CCER 来自于广东省省内项目	CO ₂ 、CH ₄ 占 50%。 水电、煤、油和天然气（不含煤层气）等化石能源的发电、供热和余能（含余热、余压、余气）利用项目除外。pre-CDM 项目除外
深圳	不超过年度排放量的 10%	CCER	无	无

资料来源：各地区碳排放交易中心、光大证券研究所

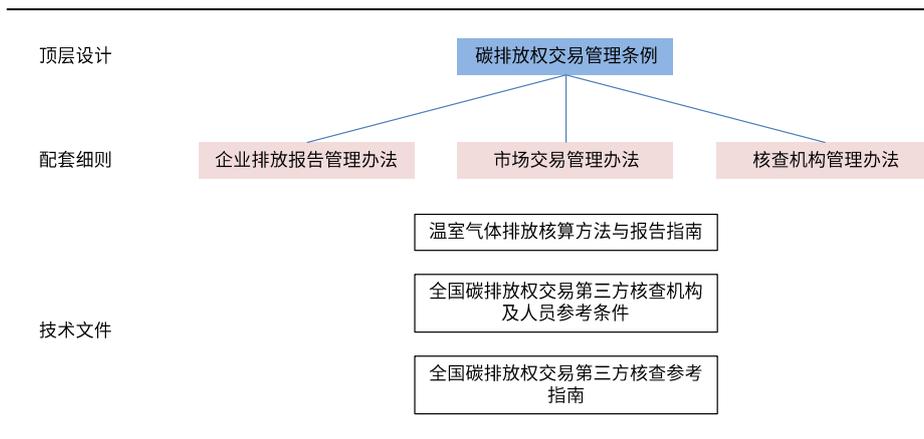
三、建立国内统一市场

2013年5月发布的《关于2013年深化经济体制改革重点工作的意见》中提出，研究建立全国排污权、碳排放交易市场。

2016年10月，发改委发布《关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》，确定了全国碳市场的纳入行业。

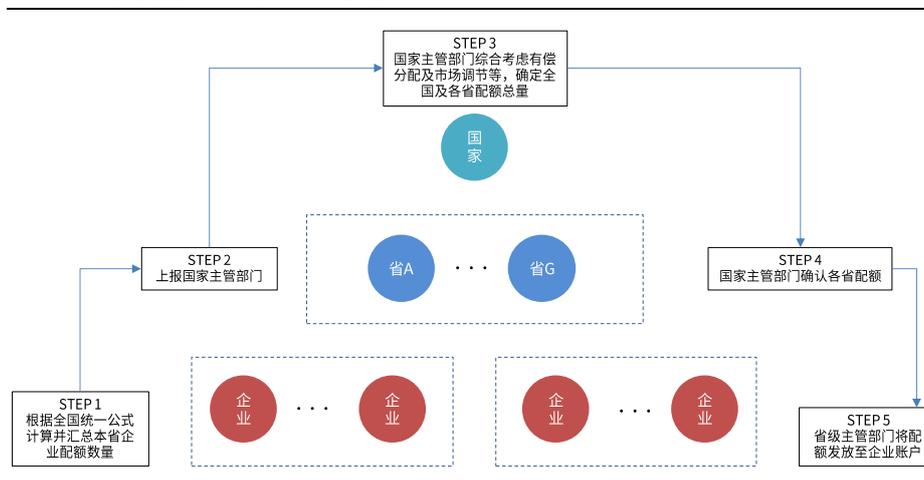
经过2016.2-2017.5之间的历史数据报送与核查工作，全国碳市场最终于2017年12月启动，首期纳入电力行业。

图 15：我国碳市场政策体系



资料来源：生态环境部、光大证券研究所

图 16：全国配额总量设定方法示意图



资料来源：生态环境部、光大证券研究所

2018年初，根据国务院机构改革方案，国家应对气候变化职能从国家发展改革委划转至新组建的生态环境部，因此地方应对气候变化职能将相应由各地生态环境部门承担。部门职责的调整为碳市场的建设提供了更坚实的基础，但也在一定程度上延缓了全国碳市场的建设进程。在这期间，数据的统计和报送工作一直在进行。

随着“30-60 碳达峰-碳中和”战略的提出，全国碳市场建设再次加速。2020 年 9 月，我国在第 75 届联合国大会提出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，2060 年前实现碳中和”；在 2020 年 12 月的联合国气候雄心峰会和中央经济工作会议上，“30-60”的目标被反复提及，标志着“碳达峰-碳中和”已成为国家战略。生态环境部加快推动全国碳交易市场建设。在 2020 年 11 月发布征求意见稿后，2021 年 1 月，《碳排放权交易管理办法（试行）》正式发布。2020 年 12 月底，《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》正式发布，发电行业于 2021 年启动第一个履约周期。

表 5：全国碳市场的发展现状和未来动向

	当前状况	未来动向
政策	生态环境部发布了《全国碳排放权交易管理办法》和《全国碳排放权登记交易结算管理办法》。全国碳市场建设分基础建设期、模拟运行期和深化完善期三个阶段	生态环境部正在会同其他部门发布国务院的国家排放交易计划条例和生态环境部门自己的国家排放交易计划管理办法等相关具体政策
纳入行业	首批仅纳入发电行业	未来按照成熟一个纳入一个的原则，逐步纳入电力、钢铁、有色、石化、化工、建材、造纸、航空八大行业
配额分配	《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案》发布并征求意见。制定了水泥、电解铝行业的配额分配方案，并进行了试算	根据试算结果确定配额分配方案，执行配额分配
监测、报告和核查 (MRV)	生态环境部发布了《关于做好 2018 年度碳排放报告与核查及排放监测计划制定工作的通知》，要求地方组织制定 2019 年年度排放报告、核查和监测计划，并于 2020 年 5 月前报送。《全国碳排放权交易管理办法》对监测、报告和核查做出了一系列规定	根据《全国碳排放权交易管理办法（试行）》，核查工作将不再面向所有重点排污单位。而是由省级主管部门随机抽取检查对象，随机选择检查机构或检查人员。检查结果和结果及时向社会公开
履约机制	《全国碳排放权交易管理办法》规定，对不履约的单位处以 2 万元至 3 万元的罚款，对于欠缴的排放配额，下一年度排放配额分配时等量核减	预计国家法规将出台更严厉的处罚措施
支撑系统	将建立注册登记系统、交易系统、结算系统、报送系统。全国碳排放权注册登记系统和交易系统已有初步方案，正在建设阶段	注册登记系统由湖北牵头承建，交易系统由上海牵头承建。将对全国注册登记系统方案进行论证并确定最终方案，后推进两个系统建设
抵消机制	《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》正在修订中。《全国碳排放权交易管理办法》规定，重点排放单位可使用国家核证自愿减排量，抵消其不超过 5% 的经核碳排放量。其中，用于抵消的 CCER 应来自可再生能源、碳汇、甲烷利用等领域减排项目	在深化完善期尽早将国家核证自愿减排量纳入全国碳市场。生态环境部正在修订自愿市场的管理规则
试点过渡方案	2011 年以来开展地方碳交易试点的地区符合条件的重点排放单位将逐步纳入全国碳市场，实行统一管理。地方碳交易试点地区继续发挥现有作用，在条件成熟后逐步向全国碳市场过渡	试点过渡方案研究制定中

资料来源：能源基金会、光大证券研究所

2、全球碳市场：渐行渐近的碳约束

2.1、国际碳市场：减排预期渐强，碳价坚挺

交易量复盘

2019 年全球碳市场总交易额约 1940 亿欧元，同比增长 34%；交易量达到 87 亿吨排放配额，同比下降 4%。

欧盟市场：2019 年欧盟配额交易量 68 亿吨，较 2018 年下降 12.6%。主要原因可能在于 2019 年 1 月 1 日生效的市场稳定储备 (MSR)，该机制抑制了大量的 EUA 交易，同时也有效解决了欧盟市场配额供过于求的问题。

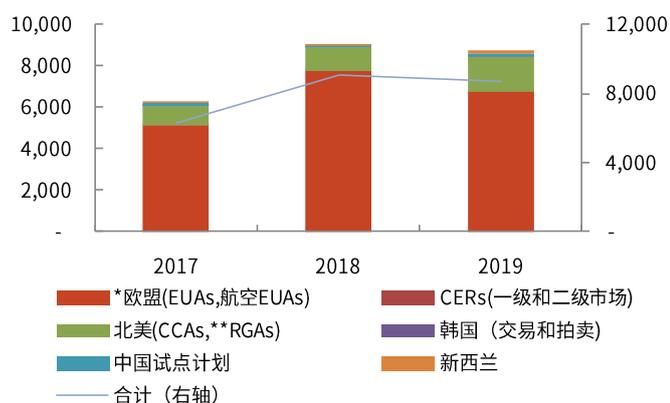
北美市场 (WCI 和 RGGI)：2019 年交易量同比增长 49%达到 17 亿吨，而交易额则同比增长 74%达到 220 亿欧元。主要原因在于北美两市预期在 2020 年将进入更加激进的排放限制阶段，而配额供给的预期则趋于紧缩。

新西兰市场：2019 年交易量同比增长 35%达到 1.19 亿吨，而交易额则同比增长 50%达到 17.5 亿欧元。NZU 价格取决于政府将对 ETS 交易改革的预期，全年价格随预期波动，而 12 月价格急剧上升，由此导致交易额提升。

韩国市场：2019 年排放交易系统中交易了近 1700 万吨配额，这包括配额单位 (KAUs) 和抵消交易 (KOCs)。韩国排放交易系统的总交易额为 3.73 亿欧元，较 2018 年同比减少 4.4%，主要由于交易量的下降抵消了配额价格上涨的影响。

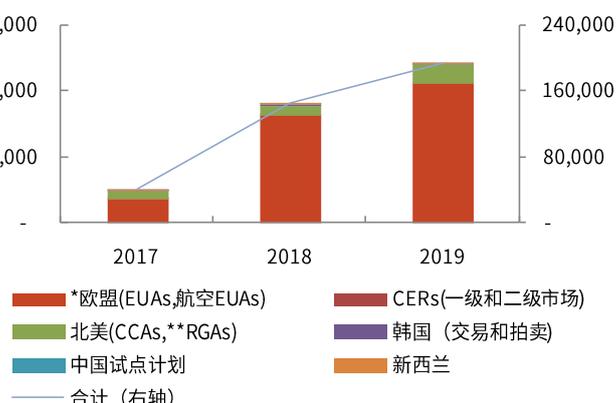
中国市场：2019 年中国 8 个试点排放交易系统成交量 1.36 亿吨同比增长 32%，交易额 2.72 亿欧元同比增长 40%。

图 17: 2017-2019 年全球碳市场成交量



资料来源：REFINITIV、光大证券研究所；单位：百万吨二氧化碳当量

图 18: 2017-2019 年全球碳市场成交额



资料来源：REFINITIV、光大证券研究所；单位：百万欧元

碳价复盘

欧盟市场：2019年，EUA front-year contract 收盘价在 18.80 欧元/吨和 29.81 欧元/吨之间波动，年内平均为 24.9 欧元/吨。市场稳定储备（MSR）已于 2019 年 1 月生效，并吸收了预计总流通配额的约四分之一，加之市场对未来配额收紧的预期，造成了年内供需的不平衡，形成对 2019 年价格的关键支撑。

2020 年，新冠疫情期间 EU ETS 碳价先降后升，再次证明 MSR 的有效性。由于疫情中经济活动减少，电力和航空需求下降，碳排放配额需求量骤降，价格较年初一度下跌 40% 至 15.25 欧元/吨（2020.3）。随后 MSR 启动，吸收过剩配额，EUA 价格在 5 月回升至 22.1 欧元/吨，7 月突破 30 欧元/吨，12 月达到 31.3 欧元/吨。

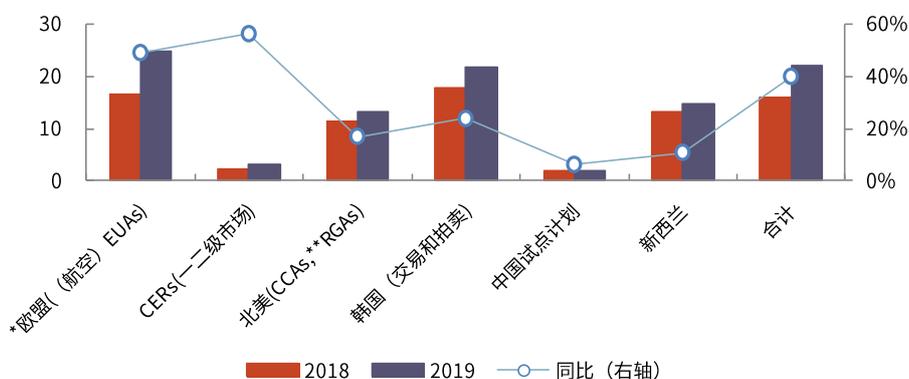
北美市场（WCI 和 RGGI）：2019 年北美市场（包括西方气候行动组织 WCI 和区域温室气体行动组织 RGGI）成交均价 13.4 欧元/吨，较 2018 年增加 16.9%。由于北美市场将在 2020 年进入一个新的交易期，预计配额会更加紧张。

新西兰市场：2019 年，政府对碳排放交易体系进行深度改革，包括：2021 年起逐步减少工业部门的免费配额，取消和置换《京都议定书》第一承诺期的碳单位，为林业部门引入新的核算方法，明确新的未履约处罚办法等。预期收紧推动新西兰市场碳价上涨，2019 年均价 14.7 欧元/吨较 2018 年均价上涨 11%。

2020 年，一季度受疫情影响，碳价下跌至 11 欧元/吨，随着疫情受控，加之政府在 6 月 2 日宣布了 2021-2025 年碳市场管理法案草案，旨在加强碳减排计划，新西兰碳价应声上涨，年底收于 22.3 欧元/吨。

韩国市场：2019 年，韩国排放交易系统（KETS）成交均价 21.9 欧元/吨，较 2018 年上涨 23.8%。价格上涨主要由于排放者不愿意出售多余的排放权证而导致供应紧张。2020 年，在电力部门减排的推动之下，韩国碳配额供过于求，并于 7 月份下跌至 10.8 欧元/吨。下半年韩国提出了 2030 年减排目标以及 2050 年实现碳中和，提振市场情绪，碳价回升至 17.5 欧元/吨。

图 19：国际碳市场成交均价变化



资料来源：REFINITIV、光大证券研究所；单位：欧元/吨

2020年12月，全球碳计划组织（GCP）发布《2020年全球碳预算报告》，指出由于疫情影响，2020年全球碳排放量约340亿吨，较2019年下降24亿吨，是有记录以来下降绝对值最大的一年，也是二战以来下降相对值最大的一年。其中美国下降12%，欧盟下降11%，印度下降9%，中国下降1.7%。

从全球来看，碳价的主要驱动因素是当前和预期的配额稀缺性变化。而配额稀缺性的变化受到总体经济状况波动、碳排放交易体系规则的修订（包括抵消和市场稳定机制的相关规则）以及与其他气候和能源政策相互作用的影响。

《巴黎协议》后，自主减排成为大势所趋，多个国家提出碳中和路线图。与之相对应的，正在运行的碳市场推出改革措施以强化碳价信号，以确保减排目标的达成。包括加州碳市场、区域温室气体倡议（RGGI）、欧盟碳排放交易体系（EUETS）以及新西兰碳排放交易体系（NZETS）等。

目前全球碳价处于上升通道，但根据世界银行估计，若想以高成本效益方式减少碳排放，碳价在2020年前至少需达到40-80美元/吨二氧化碳，2030年前达到50-100美元/吨。因此，随着全球减排进一步推进，碳价仍有较大提升空间。

图 20：国际碳市场碳价变化



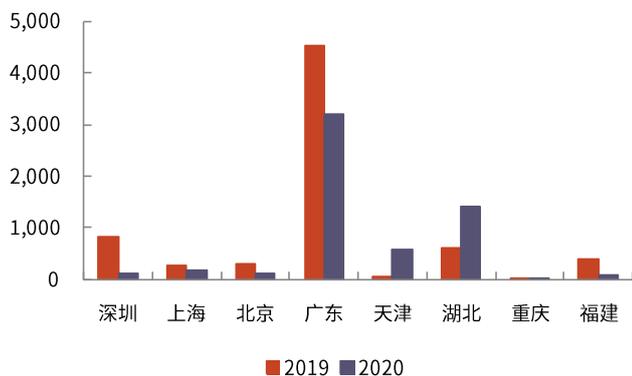
资料来源：ICAP、光大证券研究所；单位：美元/吨；截至2020.9.30

2.2、中国碳市场：量减价升，约束渐强

交易量复盘

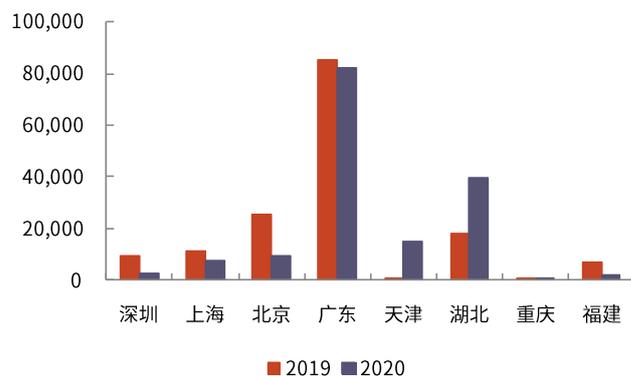
2020年受新冠疫情影响，我国8大试点地区碳配额成交量较2019年有所降低，但成交价格大幅提升。全年试点地区碳配额成交量5740万吨，较2019年下降18.5%，成交额15.8亿元较2019年提升0.5%，成交均价27.5元/吨较2019年提升23.2%。8个试点中，仅天津、湖北、重庆年度成交额实现正增长。其中湖北成交量超1400万吨，成为继广东后第二个成交量超千万吨的试点市场。

图 21：2019-2020 年中国试点碳市场成交量



资料来源：中创碳投、光大证券研究所；单位：万吨

图 22：2019-2020 年中国试点碳市场成交额

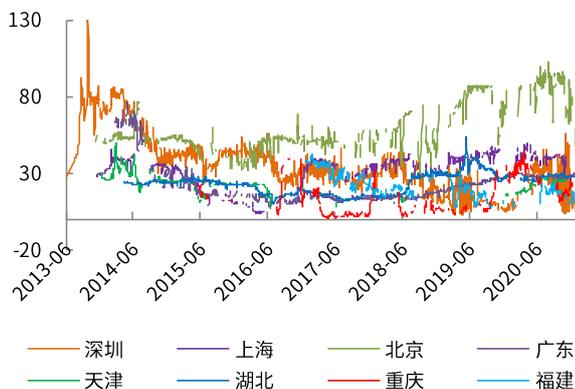


资料来源：中创碳投、光大证券研究所；单位：万元

碳价复盘

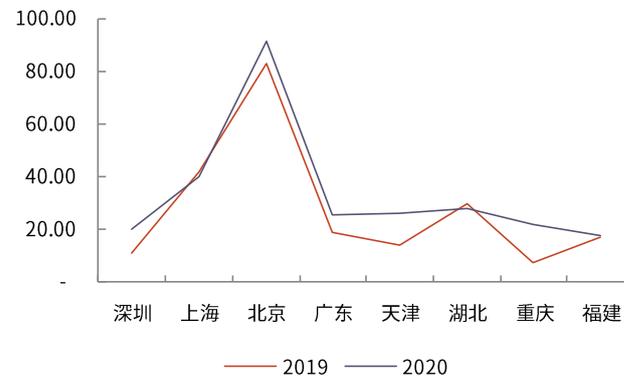
2020年试点区域碳价普遍上涨，相较2019年，其中重庆碳价均价涨幅超200%，深圳、天津涨幅超80%，广东涨幅超35%，北京碳价高位上涨10%，突破90元/吨，主要原因在于更加严格的配额约束。如北京碳市场将核定配额的历史基准调整为2016-2018年，并引入不断下降的控排系数；广东碳市场将有偿分配的配额量从200万吨提升至500万吨。

图 23：2019-2020 年中国试点碳市场成交价



资料来源：WIND、光大证券研究所；单位：元/吨；截至2021.1.15

图 24：2019-2020 年中国试点碳市场成交均价



资料来源：中创碳投、光大证券研究所；单位：元/吨

在试点中，上海继续拥有最活跃的 CCER 交易：2019 年近 1500 万吨 CCER 易手，占有所有试点交易总量的 35%。广东以超过 900 万吨的转手量位居第二。在试点之外，也可以进行碳补偿交易，四川联合环境交易所被国家认可为碳补偿交易的机构。只有上海、北京和四川的交易所披露了 CCER 价格——在线交易价格在每吨 0.8 欧元至 3.5 欧元之间。

表 6：试点配额拍卖情况（2013.6.18-2018.8.31）

地区	拍卖时间	交易量（万吨）	价格（元/吨）	金额（万元）
广东	2013	300	60	18000
	2014	1082.48	51.77	56044.36
	2015	133.71	27.45	3670.19
	2016	100	11.29	1128.5
	2017	100	15.75	1575
	小计	1716.19	46.86	80418.05
湖北	2014.3	200	20	4000
深圳	2014.6	7.5	35.43	265.6
上海	2014.6	0.7	48	34.7
	2017.6	4.1855	38.77	162.27
合计		1928.58	44.01	84880.62

资料来源：《中国碳排放权交易实务》、光大证券研究所

2.3、碳市场的正面效应：创新、数据、经济与生态效益

根据 ICAP 的综合评估，碳排放交易系统至少具备三大类的正面效应：1) ETS 以减排为目标的环境效益，2) ETS 作为一种具有成本效益的市场机制，可以产生经济效益，3) ETS 支持更广泛的公共政策目标的潜力。

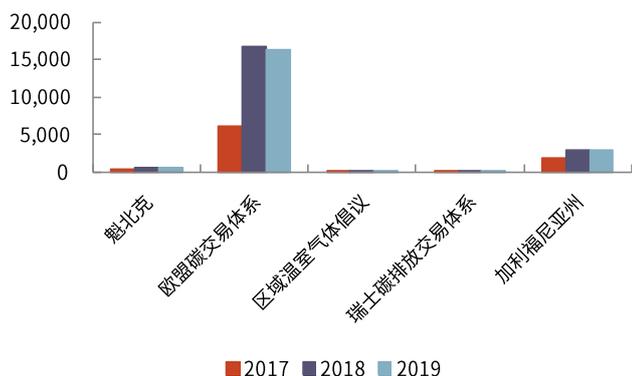
表 7：碳排放交易的正面效应

正面效应	辖区	摘要
促进减排	欧盟, RGGI, 加州, 东京	<p>即使考虑到外部因素，排放交易系统也推动了减排：</p> <ul style="list-style-type: none"> • 欧盟排放交易计划的影响范围从估计的企业水平总排放量的 3%到 25-28%，对排放的影响在第二阶段(2008-2010 年)开始时最大 • 根据模型，2009 年至 2012 年期间，RGGI 为 RGGI 参与国能源部门实现的约 50%的减排做出了贡献，如果没有碳排放交易计划，排放量将增加 24% • 加州和魁北克经核实的排放量一直低于上限 • 东京实现了比基准排放量低 26%的减排
具有成本效益更高的减排	全球(经合组织国家)	与其他工具相比，碳排放交易系统(和基础广泛的碳税)实现了成本最低的减排
将排放与增长脱钩	加州、欧盟、RGGI	<p>拥有排放交易系统的管辖区显示出碳强度降低的总体趋势(不直接归因于排放交易系统)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 从 1990 年到 2016 年，欧盟经济的排放强度降低了 50%左右，所有成员国都实现了脱钩 • 自 2001 年达到峰值以来，加州经济的碳强度下降了 33%，而该州的经济增长了 37%。从 2012 年到 2015 年，该州的排放量稳步下降，而国内生产总值、人口和就业却有所增长。从 2008 年到 2015 年，RGGI 各州电力部门的二氧化碳排放量减少了 30%，而地区经济增长了 25%。 • 在运营的前九年，RGGI 计划带来了超过 44700 个新工作
低碳技术的部署和创新	欧盟, 东京	<p>ETS 推动贴近市场的低碳技术和流程的部署和创新。排放交易系统对覆盖企业的低碳技术专利申请有一个小的但积极的影响</p> <ul style="list-style-type: none"> • 与其他类似公司相比，欧盟碳排放交易体系将受监管公司的低碳专利增加了 10%。总的来说，欧盟碳排放交易体系导致低碳专利增加了 1% • 从 2005 年到 2007 年，对于德国的被覆盖公司来说，欧盟排放交易计划是短期小规模投资的主要驱动力 • 东京的排放交易系统在建筑领域带来了节能低碳技术(尤其是发光二极管灯和高效空调)
碳排放交易系统产生可用于各种用途的收入	欧盟, 德国, 加利福尼亚, 魁北克, 澳大利亚, RGGI	<p>截至 2017 年底，碳排放交易系统辖区通过拍卖配额筹集了约 370 亿美元。这一收入用于各种目的，包括促进气候行动和补偿低收入家庭。</p> <p>截至 2017 年底的收入：</p> <ul style="list-style-type: none"> • 欧盟排放交易体系——自 2008 年以来为 258 亿美元 • RGGI——2009 年以来 28 亿美元 • 加州——自 2012 年以来 64 亿美元 • 魁北克省——自 2013 年以来为 16 亿美元
数据产生和信息共享	全球、欧盟、东京	目前正在考虑排放交易系统的国家正在开发 MRV 系统并收集排放数据。排放交易系统还向公司管理委员会提出了气候变化问题，并促进了关键利益攸关方之间的信息共享。MRV 系统目前正在墨西哥、泰国、越南、土耳其和俄国建立

资料来源：ICAP、光大证券研究所

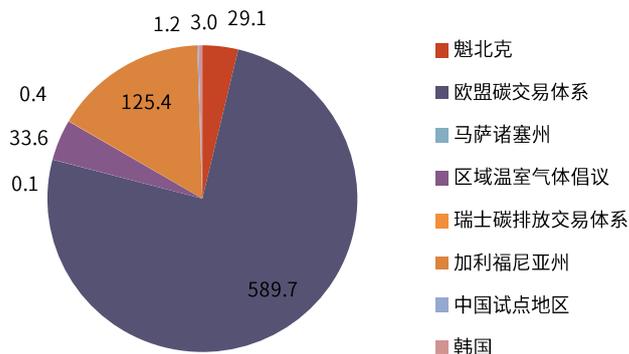
碳排放交易体系倾向于将拍卖收入用于资助气候变化领域项目，包括能效提升、发展低碳交通和可再生能源开发利用。拍卖收入也被用于支持能源密集型产业，以及扶持弱势群体和低收入群体。截至 2020 年 3 月，全球碳市场已筹集超过 780 亿美元资金。

图 25：2017-2019 年配额拍卖量



资料来源：ICAP、光大证券研究所；单位：万吨

图 26：2009 年以来全球配额拍卖收入 782 亿美元



资料来源：ICAP、光大证券研究所；单位：美元；截至 2020.3

国内试点碳市场中，以广东省的交易最为活跃。截至 2020 年 12 月，广东省碳配额累计成交量 1.72 亿吨，占全国试点市场的 38%，累计成交金额 35.6 亿元，占全国试点市场的 34%，连续七年位列第一。

与碳市场启动初期（2013 年）相比，2019 年广东第二产业碳排放总量增加 3.1%，单位 GDP 碳排放下降了 21.6%；碳交易的电力、水泥、钢铁、石化控排企业排放量实现了绝对量减排，减排幅度 12.3%。

表 8：碳排放交易的正面效应（广东为例）

正面效应	摘要
经济效益	2013 年以来，该省共组织了 20 次有偿配额竞价拍卖，拍卖收入超过 8 亿元
促进减排	2013-2019 年，广东省第二产业碳排放总量增加 3.1%，单位 GDP 碳排放下降了 21.6%；碳交易的电力、水泥、钢铁、石化控排企业排放量实现了绝对量减排，减排幅度 12.3%
淘汰落后产能	自纳入碳市场以来，已有 66 家控排企业关停、停产或降产至控排门槛以下，该类企业年排放量规模达 1480 万吨，有效促进了广东淘汰落后产能、节能减排目标的实现
普及低碳理念	开创了社区建设近零碳排放区示范项目，由社区、企业共同参与的光伏发电项目经碳普惠核证减排高达 646 吨

资料来源：广东碳排放交易所、光大证券研究所

2.4、来自欧盟的启示：渐进式、柔性机制与衍生品

1、渐进式

欧盟碳交易体系对于行业的覆盖呈阶段推进式特点，从高能耗制造业逐渐向其他各领域行业扩展。这种由小及大、由浅及深的方式使得 EU ETS 稳中求进，也为各成员国提供了一个适应的过程。

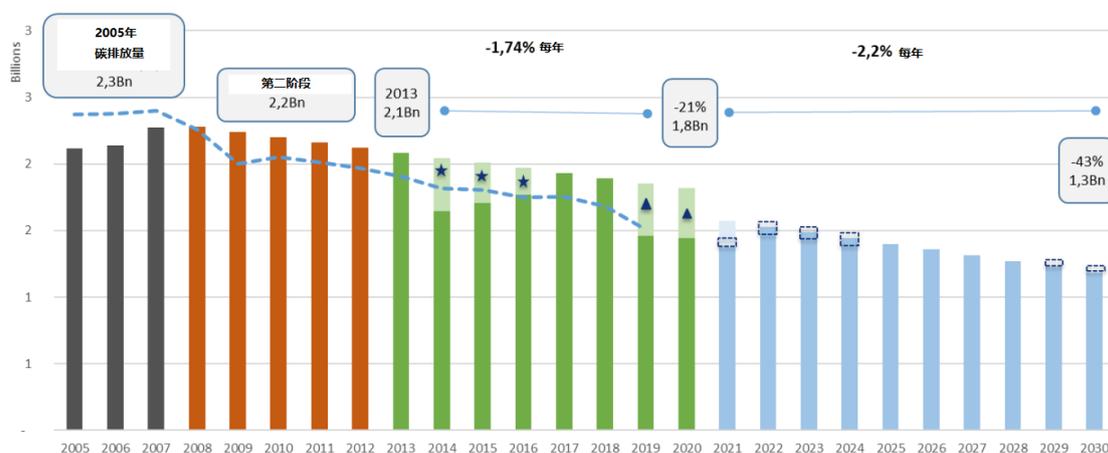
EU ETS 中的碳权分配也是分阶段递进式进行的：第一阶段（2005-2007），碳排放权中的 95%用于免费发放，5%用于拍卖方式发放；第二阶段（2008-2012），碳排放权中 90%用于免费发放，10%用于拍卖方式发放；第三阶段（2013-2020）逐渐取消历史法免费分配，更加注重基准线法分配；提高了拍卖分配比例，计划至 2027 年实现排放配额的 100%拍卖。

表 9：欧盟碳交易市场四个阶段

	阶段一	阶段二	阶段三	阶段四
时间	2005-2007	2008-2012	2013-2020	2021 年后
目标	比 2005 年增加 8.3%	比 2005 年减少 5.6%	比 2005 年减少 21%	到 2030 年，在 1990 年的基础上减少 40%
分配总量	22.98 亿吨/年	20.86 亿吨/年	从 2013 年起每年下降 1.74%	每年线性减少 2.2%
分配对象	电力、提炼业、钢铁业、玻璃业、造纸、陶瓷业	扩大到航空业	增加石化业、铝业	2023 年起纳入欧盟及国际航运
分配方式	95%无偿分配	90%无偿分配	至少有 50%的配额通过拍卖发放。拍卖收入的使用由成员国自行决定，至少 50%用于气候变化项目	EU ETS 配额拍卖收益的 2%纳入现代化基金，用于支持 10 个低收入成员国的能源行业现代化发展
跨期性	不得跨期存贷	不得跨期存贷	可跨期储存，不可跨期借入	
对《京都议定书》机制的使用	ET/CDM	ET/CDM/JICDM 下产生的 CER 不能超过配额指标的 20%	待定	
处罚	40 欧元/吨	100 欧元/吨	根据物价进行调整	

资料来源：欧盟碳交易所、光大证券研究所

图 27：自 2021 年起，线性折减系数增加至 2.2%



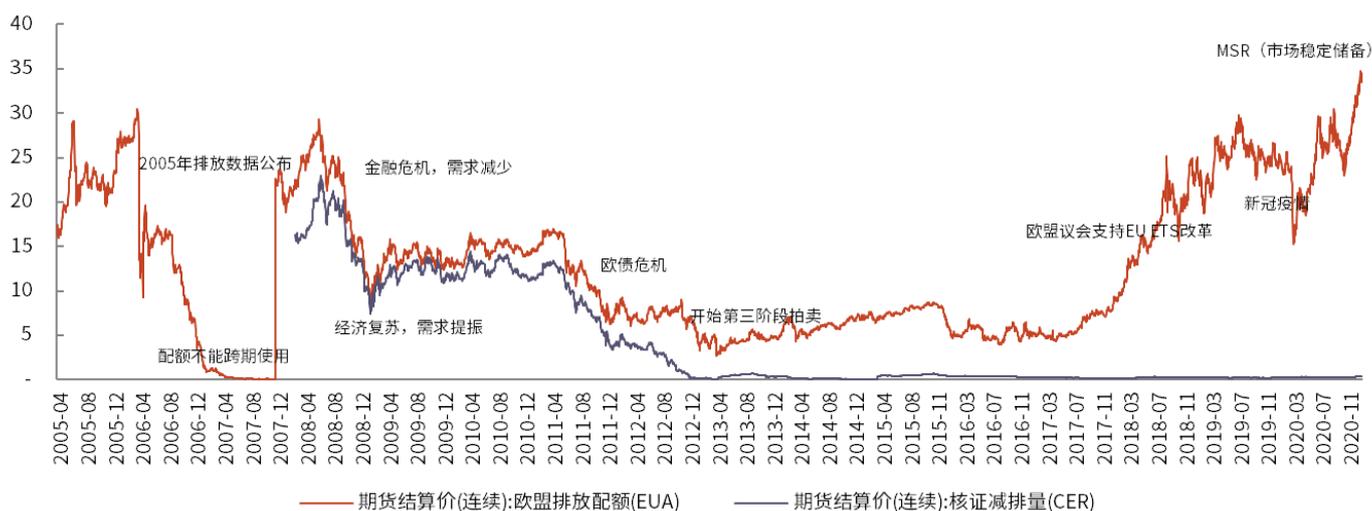
资料来源：欧盟碳交易所、光大证券研究所

2、柔性机制防范供过于求

配额供过于求的问题在很长一段时间内困扰着欧盟碳市场，同时也是第一阶段末配额价格归零的主要原因。

市场稳定储备制度 (MSR) 的公布,使市场对配额总量及碳价走势有了一致的预期,欧盟碳价也因此于 2018 年进入了稳定上涨通道。因此,中国碳市场应警惕过于宽松的配额发放对市场造成的影响。坚持适度从紧的配额总量分配原则,才能对企业形成减排压力,从而发挥碳约束的作用。

图 28：欧盟碳期货结算价



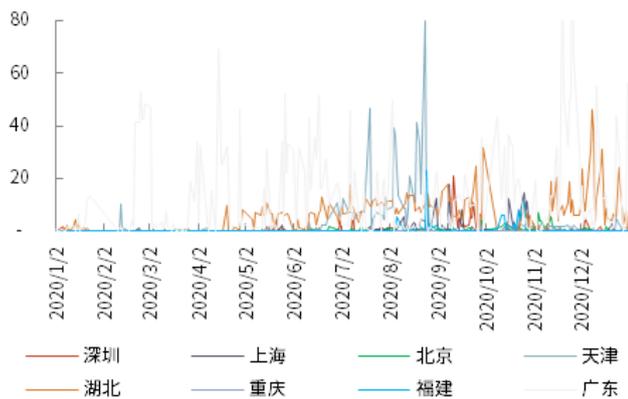
资料来源：Wind、光大证券研究所；；单位：欧元/吨；截至 2021.1

3、适度发展衍生品

欧盟碳市场是在高度发达的金融市场背景下发展起来的,在 2005 年运行伊始便同时开展了 EUA、CER 和 ERU 的期货、远期、期权、掉期交易,碳期货交易尤为活跃。2017 年,在欧洲能源交易所 (EEX) 及洲际交易所 (ICE) 交割的主力碳期货合约交易总量达到 33.59 亿吨,期货交易占到全部交易量的九成。碳期货不但让控排企业可以管理他们的碳风险暴露,防范价格变动风险,也让参与者可以从事投机活动,为市场带来流动性,提高了市场有效性。

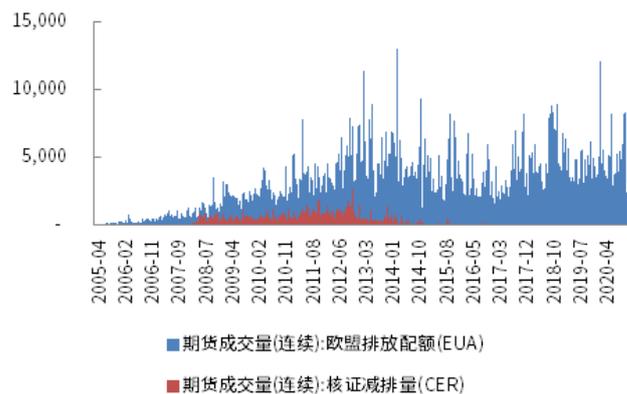
相比之下,我国试点碳市场的参与主体以控排企业为主,交易目的主要是满足配额上缴。因此,在交易方面存在明显的“潮汐现象”,即交易主要集中在履约期。市场流动性不足,导致价格发现功能较弱,试点区域碳价与欧盟市场相比仍有较大差距。碳期货等衍生品在风险管控、价格发现、提升市场流动性方面有重要作用,后续应适度发展衍生品,提升市场纵深度。

图 29: 2020 年全国试点市场配额当日成交量



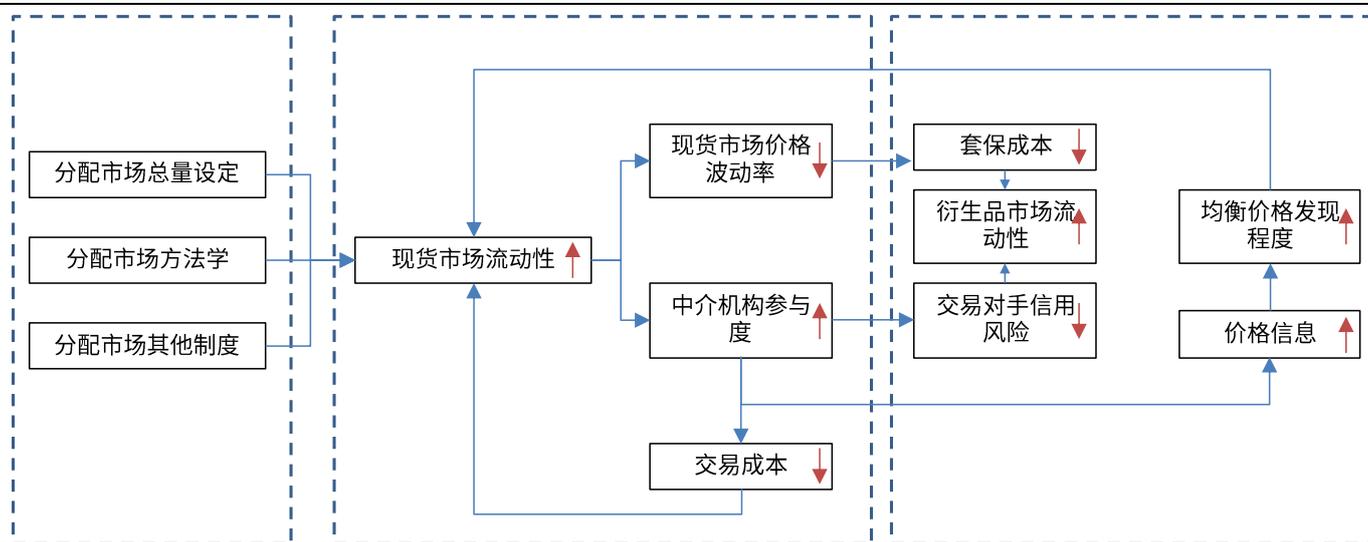
资料来源: Wind、光大证券研究所; 单位: 万吨; 截至 2020.12

图 30: 欧盟碳期货成交量



资料来源: Wind、光大证券研究所; 截至 2021.1; 单位: 万吨二氧化碳当量

图 31: 碳排放权三级市场互动机制



资料来源: 王例: 欧盟碳排放权分配机制对我国的启示、光大证券研究所

3、对投资的影响测算

“碳达峰-碳中和”正式成为国家战略。2020年9月，我国在第75届联合国大会提出“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，2060年前实现碳中和”；在12月份的联合国气候雄心峰会和中央经济工作会议上，“30-60”的目标被反复提及，标志着“碳达峰-碳中和”已成为国家战略。

生态环境部加快推动全国碳交易市场建设。在2020年11月发布征求意见稿后，2021年1月，《碳排放权交易管理办法（试行）》正式发布。2020年12月底，《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》正式发布，发电行业于2021年启动第一个履约周期。

各地方政府积极响应。上海市生态环境局提出，上海将抓紧出台碳达峰行动方案，努力建成国际碳金融中心；四川省召开应对气候变化工作推进会。

各行业协会及能源企业，特别是国央企正在积极编制新一轮碳中和规划。如中国石油和化学工业联合会、中国建筑材料联合会、国家电网、中海油等，纷纷发布相关宣言及倡议书。

表 10：碳中和相关事件梳理

	时间	政策	部门
中央	2020.9.22	二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，2060年前实现碳中和	中国（第75届联合国大会）
	2020.12.12	实现“30-60”目标，2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%左右	习近平（联合国气候雄心峰会）
	2020.12.16	加快建设全国碳交易市场，做好碳达峰、碳中和工作	习近平（中央经济工作会议）
部委	2020.12.30	《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》	生态环境部
	2020.12.30	《纳入2019-2020年全国碳排放权交易配额管理的重点排放单位名单》	生态环境部
	2020.12.30	《关于做好发电行业配额预分配工作的通知》	生态环境部
	2021.1.5	《碳排放权交易管理办法（试行）》	生态环境部
	2021.1.6	工信部将制定钢铁、水泥等重点行业碳达峰行动方案和路线图	工信部
	2021.1.11	《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》	生态环境部
地方	2021.1.14	上海将抓紧出台碳达峰行动方案，努力建成国际碳金融中心	上海市生态环境局
	2021.1.15	四川省应对气候变化工作推进会	四川省节能减排及应对气候变化领导小组
行业	2020.12.28	国家电网研究“碳达峰、碳中和”行动方案	国家电网
	2021.1.15	《中国石油和化学工业碳达峰和碳中和宣言》	中国石油和化学工业联合会+17家石化企业、化工园区
	2021.1.15	中海油宣布正式启动碳中和规划	中海油
	2021.1.16	《推进建筑材料行业碳达峰。碳中和行动倡议书》	中国建筑材料联合会
	2020.12.20	《实现2060年碳中和目标钢铁行业要先》	中国冶金工业规划研究院
	2021.1.14	央企及地方国企纷纷加码对光伏等新能源领域的投入	国家电投、国投电力、国家能源集团等

2020.11.11

中国石油首个碳中和林揭牌

中国石油

2021.1.5

“碳达峰、碳中和”战略研究合作协议

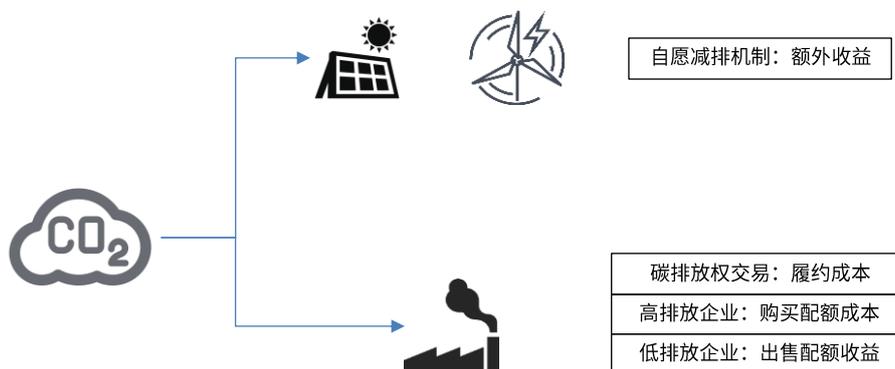
晋能控股集团与中国煤炭科工集团

资料来源：部委、地方政府、企业官方网站，光大证券研究所整理

对于能源企业来讲，碳市场将产生至少两方面的影响：

- 1) 通过自愿减排机制，为可再生能源企业带来额外收益；
- 2) 提升高排放企业的“碳附加成本”，从而改变不同能源之间的比较优势。

图 32：碳市场对能源企业的影响



资料来源：光大证券研究所整理

3.1、申请 CCER 的门槛

什么项目可以申请 CCER?

《碳排放权交易管理办法（试行）》提出，重点排放单位每年可以使用国家核证自愿减排量抵销碳排放配额的清缴，抵销比例不得超过应清缴碳排放配额的 5%。相关规定由生态环境部另行制定。用于抵销的国家核证自愿减排量，不得来自纳入全国碳排放权交易市场配额管理的减排项目。

CCER(国家核证自愿减排量)的计算及申请由相应的方法学规定。截至 2020 年底，已备案共计 200 个 CCER 方法学，其中：由联合国清洁发展机制(CDM)方法学转化 174 个，新开发 26 个;常规方法学 107 个，小型项目方法学 86 个，农林项目方法学 5 个。

表 11：主要的方法学种类

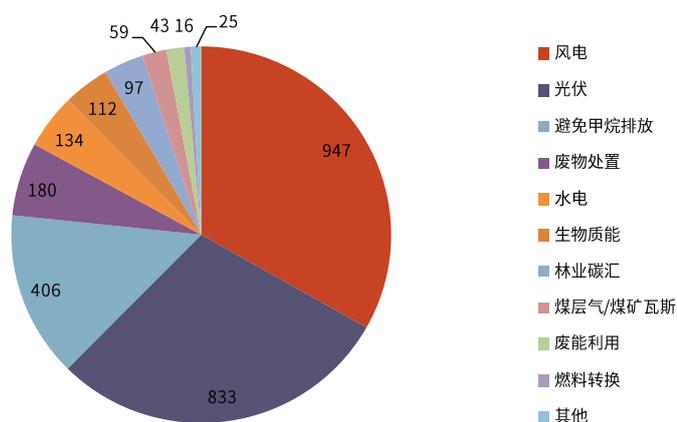
领域	具体领域	自愿减排方法学编号	对应 CDM 方法学编号	方法学名称
可再生能源	水电、光电、风电、地热	CM-001-V02	ACM0002	可再生能源并网发电方法学
		CMS-002-V01	AMS-LD.	联网的可再生能源发电
废物处置	垃圾焚烧发电/供热/热电联产, 堆肥	CM-072-V01	ACM0022	多选垃圾处理方式
		CM-077-V01	ACM0001	垃圾填埋气项目
可再生能源	生物质热电联产	CM-075-V01	ACMQ006	生物质废弃物热电联产项目
		CM-092-V01	ACM0018	纯发电厂利用生物废弃物发电
能效（能源生产）	废能利用（余热发电/热电联产）	CM-005-V02	ACM0012	通过废能回收减排温室气体
避免甲烷排放	户用沼气回收	CMS-026-V01	AMS-III.R	家庭或小农场农业活动甲烷回收
煤层气/煤矿瓦斯	煤层气/煤矿瓦斯发电、供热	CM-003-V02	ACM0008	回收煤层气、煤矿瓦斯和通风瓦斯用于发电、动力、供热和/或通过火炬或无焰氧化分解
林业碳汇	造林	AR-CM-001-V01	新开发方法学	碳汇造林项目方法学

资料来源：中国自愿减排交易信息平台、光大证券研究所

截至 2020 年末，公示 CCER 项目数量已达 2871 个，已备案项目 861 个，减排量备案项目中约有 254 个备案，减排量约为 5000 多万吨。这些项目中占比前三的分别为：风电、光伏、垃圾焚烧（避免甲烷排放+废物处置）。

需要说明的是，2017 年 3 月至今，国家已暂停 CCER 方法学、项目、减排量、审定与核证机构、交易机构备案申请。随着全国碳市场开启，我们预计 CCER 审批也将迎来重启。

图 33：公示 CCER 项目数量结构



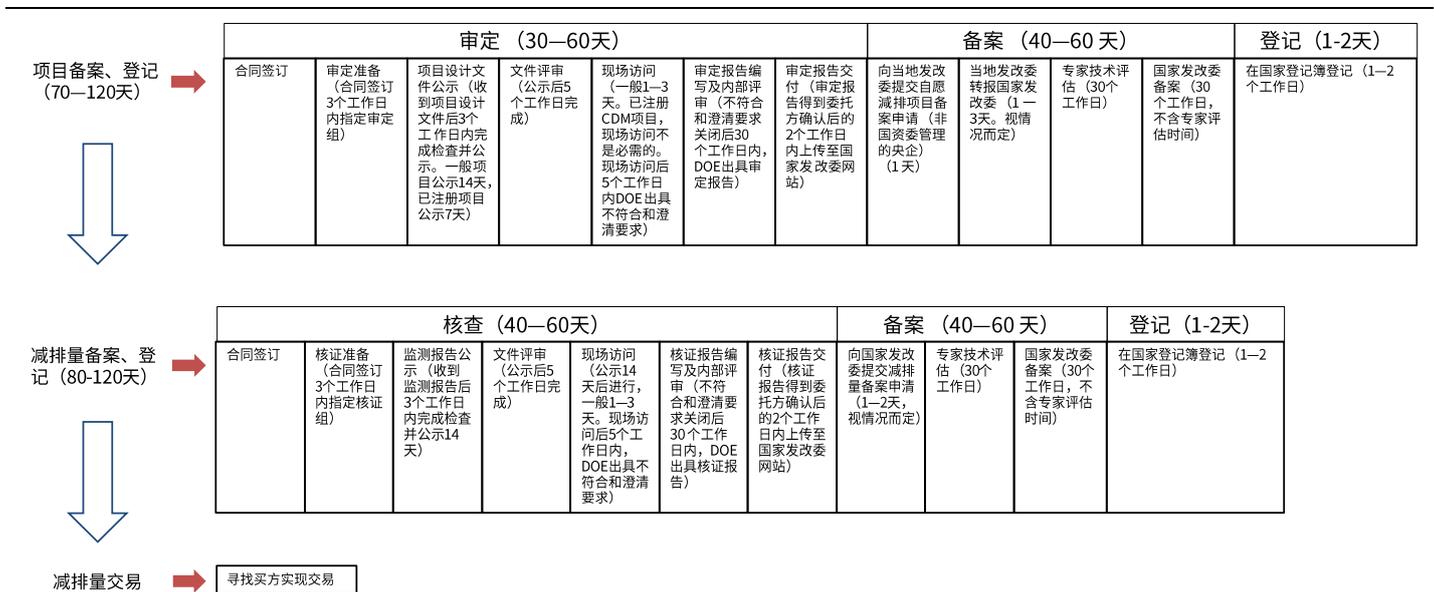
资料来源：中国自愿减排交易信息平台、光大证券研究所；单位：个；截至 2020 年末

申请 CCER 的成本多高？

申请成本主要包括三方面：1) 前期项目评估及项目设计文件；2) 第三方机构执行申请过程；3) 减排量备案成本。其中，项目申请过程总成本约 25 万，减排量监测约 5-6 万/次。

时间成本：按照标准流程，项目的备案、登记需要 70-120 天，减排量的备案、登记需要 80-120 天，寻找买家及交易所需时间不确定。在实际操作过程中，项目开发加上发改委审批时间，正常情况下一个 CCER 项目从着手开发到最终实现减排量签发的最短周期约 8 个月。

图 34：CCER 申请流程



资料来源：中国自愿减排交易信息平台、光大证券研究所；

按照 25 万元的前期投入计算，假设：

- 1) 某光伏项目装机 aMW，减排量备案每 2 年进行一次；
- 2) CCER 项目周期选择 10 年；
- 3) CO₂ 排放因子 0.8tCO₂/MWh；
- 4) 项目年运行时间 1200h；
- 5) CCER 单价 20 元/吨 CO₂e, 则每次申请排放量价值 $b=1250a*0.8*20*2/10000$ 。

表 12：典型 CCER 项目现金流量

	第 0 年	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
流出 (万元)	25		5		5		5		5		5
流入 (万元)			b		b		b		b		b

资料来源：光大证券研究所测算

按 8% 的折现率，当项目净现值为 0 的情况下， $b=12.75$ 万元，光伏项目装机量为 3.32MW。也就是说，考虑到 CCER 申请的初始成本与核验成本，申请项目要求达到一定体量。8% 的收益率要求下，CCER 单价 20 元/吨 CO₂e 时，门槛体量为 3.32MW。

3.2、可再生能源项目的额外收益

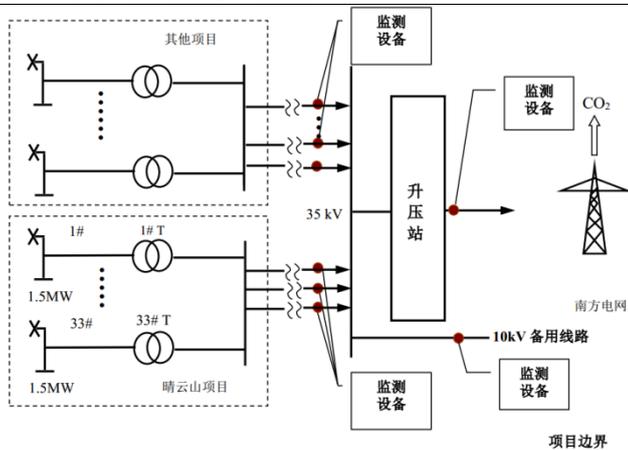
3.2.1、可再生能源减排量计算原理

光伏和风电

减排原理：

属于可再生能源发电项目，通过替代基准线情景下以火电为主的该区域电网的同等电量，实现了温室气体减排。

图 35：风电项目减排监测点位



资料来源：中国自愿减排信息交易平台、光大证券研究所

图 36：光伏和风电项目减排量计算

$$\text{减排量} = \text{基准线排放量} - \text{项目排放量}$$



资料来源：中国自愿减排信息交易平台、光大证券研究所

我们以华能宁夏中卫沙坡头 10 兆瓦光伏电站项目、云南大理晴云山风电场项目为例，装机量分别为 10MW、49.5MW。

光伏项目：监测期 2014 年 1 月 1 日-2015 年 12 月 31 日内的实际发电小时数为 2677.59h，净上网电量 26947 MWh，减排量 22397 吨二氧化碳当量。

风电项目：监测期 2014 年 10 月 24 日至 2015 年 11 月 30 日内净上网电量 119466MWh，减排量 95321 吨二氧化碳当量。

表 13：华能宁夏中卫沙坡头 10 兆瓦光伏电站项目、云南大理晴云山风电场项目

排放项目	排放量 (tCO ₂ e)	备注
华能宁夏中卫沙坡头 10 兆瓦光伏电站项目		
1 基准线排放量	22,397	净上网电量 26947MWh，排放因子 0.83115 tCO ₂ /MWh
2 项目排放量	0	
3 减排量	22,397	等于 1-2
云南大理晴云山风电场项目		
1 基准线排放量	95,321	净上网电量 119466MWh，排放因子 0.7979 tCO ₂ /MWh

2	项目排放量	0	
3	减排量	95,321	等于 1-2

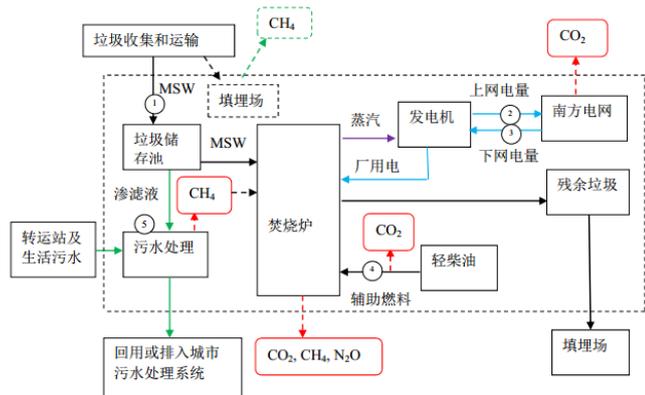
资料来源：中国自愿减排信息交易平台、光大证券研究所

垃圾焚烧

减排原理：

通过焚烧方式替代填埋方式处理生活垃圾，避免了垃圾填埋产生以甲烷为主的温室气体排放；同时利用垃圾焚烧产生热能进行发电，替代火力发电（视当地情况）同等的电量，从而实现了温室气体减排。

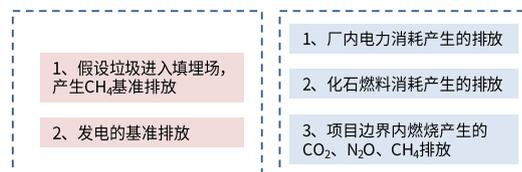
图 37：垃圾焚烧项目减排原理



资料来源：中国自愿减排信息交易平台、光大证券研究所

图 38：垃圾焚烧项目减排量计算

$$\text{减排量} = \text{基准线排放量} - \text{项目排放量}$$



资料来源：中国自愿减排信息交易平台、光大证券研究所

我们以龙岩市生活垃圾焚烧发电厂项目第 1 监测期（2014 年 1 月 11 日~2015 年 12 月 31 日）为例，项目设计规模为垃圾处理 600 吨/天，配置一台 12MW 汽轮发电机组。

项目适用方法学为 CM-072-V01 “多选垃圾处理方式”（第一版）。根据减排量监测报告，覆盖时间为 2014 年 1 月 1 日~2015 年 12 月 31 日（含首尾两天，共计 720 天），监测期内产生的温室气体减排量为 127,100 吨二氧化碳当量。

表 14：龙岩市生活垃圾焚烧发电厂项目

排放项目	排放量 (tCO2e)	备注
1 基准线排放量	184,520	等于 1.1+1.2
1.1 SWDS 中甲烷基准线排放	108,575	垃圾处理量 423131 吨，根据各组分含量计算
1.2 发电的基准线排放	75,945	电网基准线排放因子 0.7478 tCO2/MWh，上网电量 101,559MWh
2 项目排放量	57,420	等于 2.1+2.2+2.3
2.1 电力消耗产生的项目排放	168	电网基准线排放因子 0.7478 tCO2/MWh，上网电量 187MWh，传输因子 1.2
2.2 化石燃料消耗产生的项目排放	207	柴油消耗 65 吨，热值 42.652MJ/kg，排放因子 0.0741tCO2/GJ
2.3 项目边界内的燃烧产生的项目排放	57,045	等于 2.3.1+2.3.2
2.3.1 在项目边界内燃烧产生 CO2 的项目排放	49,416	垃圾处理量 423131 吨，根据各组分含量计算（主要是非生物组分燃烧）
2.3.2 项目边界内燃烧产生的 N2O 和 CH4 项目排放	7,629	垃圾处理量 423131 吨，根据各组分含量计算
3 减排量	127,100	等于 1-2

资料来源：中国自愿减排信息交易平台、光大证券研究所

生物质发电项目

减排原理：通过生物质燃烧发电，由此减少了以火力发电为主的南方电网的温室气体排放。

我们以广东粤电湛江生物质发电项目为例，项目建设 2×50MW 凝汽式汽轮发电机组，配两台 220t/h 生物质燃料锅炉。

监测期 2011 年 07 月 11 日-2011 年 12 月 14 日，消耗生物质为 13.98 万吨(湿基)，净上网电量为 1032831MWh，减排量 65890 吨二氧化碳当量。

表 15: 广东粤电湛江生物质发电项目

排放项目	排放量 (tCO ₂ e)	备注
1 基准线排放量	67,092	上网电量 121,228MWh, 下网电量 17,945 MWh, 排放因子 0.6496tCO ₂ /MWh
2 项目排放量	1202	等于 2.1+2.2+2.3
2.1 化石燃料消耗产生的项目排放	727	柴油消耗 224 吨, 热值 43.3MJ/kg, 排放因子 0.0748tCO ₂ /GJ
2.2 生物质运输至项目电厂产生的排放量	475	92750 吨, 平均往返距离 60km, 排放因子 0.001011 tCO ₂ /km
3 减排量	65890	等于 1-2

资料来源：中国自愿减排信息交易平台、光大证券研究所

总结：

光伏、风电的减排原理最为简单，其基准情形为火力发电。因此单位电量 CO₂ 减排量为火力发电排放因子（约 0.8 tCO₂/MWh）。

垃圾焚烧的减排原理中，基准情形除了火力发电外，还包括因避免垃圾填埋而产生甲烷等气体。同时，项目排放量中垃圾焚烧排放二氧化碳也占较大比重（需扣除），单位电量 CO₂ 减排量约 1.25 tCO₂/MWh。

生物质发电的减排原理与光伏、风电类似，基准情形为火力发电。单位电量 CO₂ 减排量为约 0.64 tCO₂/MWh。

表 16: 可再生能源发电减排基准测算

	装机 (MW)	上网电量 (MWh)	下网电量 (MWh)	净上网电量 (MWh)	净利用小时数 (h)	处理垃圾 (吨)	减排量 (吨 CO ₂ e)	计入时长	单位电量减排 (tCO ₂ /MWh)	单位生物质减排 (tCO ₂ /t)
光伏	10	27,673	726	26,947	2,695		22,379	2 年	0.83	
风电	49.5	119,583	117	119,466	2,413		95,321	403 天	0.80	
垃圾焚烧发电	12			101,559	8,463	423,131	127,100	720 天	1.25	0.30
生物质发电	100	121,228	17,945	103,283	1,033	139,800	65,890	157 天	0.64	0.47

资料来源：中国自愿减排信息交易平台、光大证券研究所

核心假设：

- 1) 垃圾焚烧发电效率 320 度/吨，生物质发电效率 450 度/吨；
- 2) 光伏、风电、垃圾焚烧和生物质发电上网电价分别为 0.4、0.4、0.65（280 度/吨以内）、0.75 元/kWh；减排基准分别为 0.8、0.8、1.25、0.64kgCO₂/kWh；
- 3) CCER 单价 20 元/吨，垃圾处理费 40 元/吨；

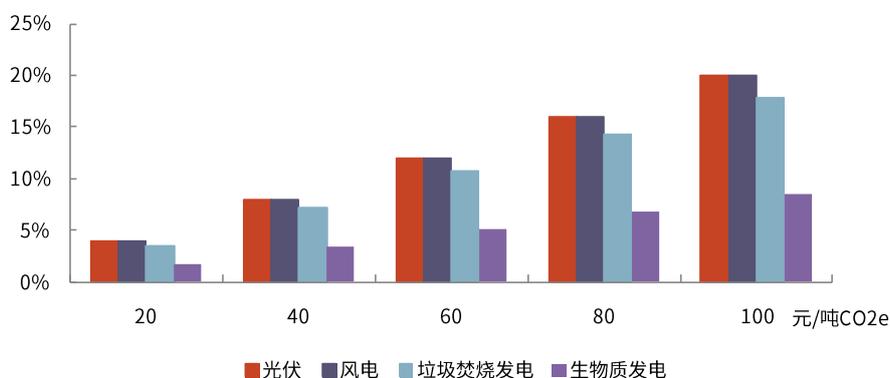
则 CCER 的出售收入可为光伏、风电、垃圾焚烧和生物质发电带来的收入增量为 4%、4%、3.57%、1.71%。未来随着 CCER 价格提升，CCER 的出售带来的额外收入占比将持续提升。

表 17：可再生能源发电减排量出售收入

	装机量 (MW)	年运行小时 (h)	发电量 (MWh)	处理垃圾及秸秆量 (吨)	售电收入 (万元)	垃圾处理费收入 (万元)	减排量收入 (万元)	收入增量
光伏	10	1,200	12,000		480		19	4.00%
风电	10	2,000	20,000		800		32	4.00%
垃圾焚烧发电	10	8000	80,000	165,000	4,950	660	200	3.57%
生物质发电	10	8000	80,000	174,240	6,000		102	1.71%

资料来源：光大证券研究所测算

图 39：不同 CCER 价格下对收入的影响



资料来源：光大证券研究所测算

3.2.2、“量”的角度看 CCER

截至 2020 年底，我国光伏、风电、垃圾焚烧发电、生物质发电的总装机量 55996 万千瓦。按照上述排放因子，假设全部申请 CCER，则每年减排量 8.85 亿吨 CO₂ 当量，光伏、风电、垃圾焚烧发电、生物质发电占比分别为 27%、51%、15%、7%。我国 CO₂ 年排放量约 100 亿吨，按照 5% 的 CCER 抵消上限，需求上限为 5 亿吨，因此假如全部可再生能源项目全部申请，则可能出现 CCER 供过于求的局面。

但是，CCER 供给端释放速度是可控的。主要由于：1) 考虑到申请周期、新旧项目认定等原因，CCER 的潜在体量仍存在不确定性；2) 供给端释放速度受到政府减排量签发速度的直接影响。

需求端的释放主要取决于：1) 随着多个行业纳入碳市场，配额总体量不断提升；2) 根据国内外经验，随着市场不断成熟，政府将逐步收紧碳约束，降低免费发放的配额比例，提升有偿发放的比例。

表 18：可再生能源 CCER 总量测算

	累计装机量 (万千瓦)	利用小时 (h)	排放因子 (kgCO ₂ /kWh)	亿 tCO ₂ /
光伏	25343	1200	0.8	2.43
风电	28153	2000	0.8	4.50
垃圾焚烧发电	1300	8000	1.25	1.30
生物质发电	1200	8000	0.64	0.61
合计				8.85

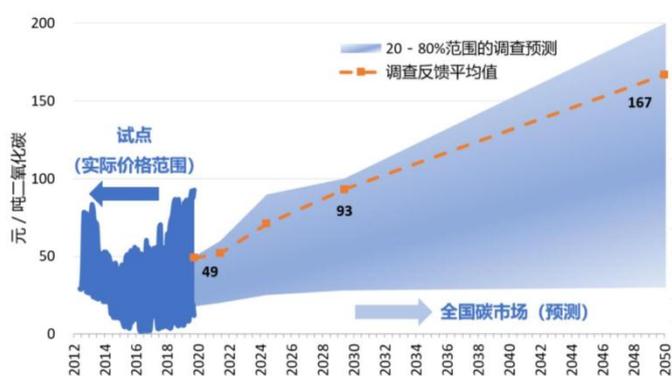
资料来源：光大证券研究所

3.2.3、“价”的角度看 CCER

首先，要使碳价真正反映出减排的边际成本，则仍需较大的涨幅。根据世界银行报告：若想以高成本效益方式减少碳排放，碳价在 2020 年前至少需达到 40-80 美元/吨二氧化碳，2030 年前达到 50-100 美元/吨。发改委应对气候变化司副司长蒋兆理称：碳价要在 2020 年以后才会达到每吨 200-300 元人民币，在此之前，企业无法感到真实压力。

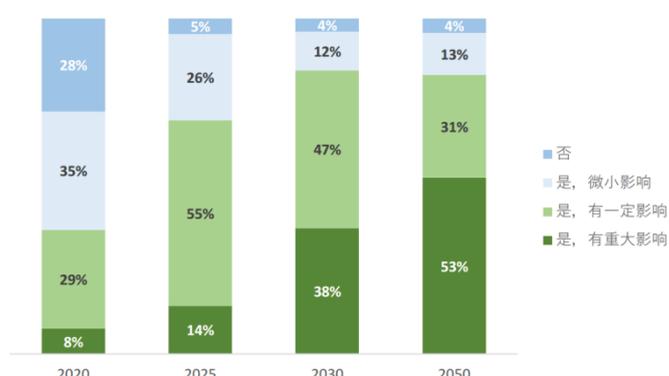
因此，我们认为碳价的上升将是长期趋势。受到“30-60”目标的约束，碳配额市场必将不断收紧配额免费供给量，降低总排放限值，为碳中和目标提供可量化的进程体现。

图 40：预计中国碳价将稳步增长



资料来源：2020 年中国碳价调查、光大证券研究所

图 41：预计碳排放交易将对投资决策产生越来越大的影响



资料来源：2020 年中国碳价调查、光大证券研究所

3.3、对电力部门的影响

2019年12月30日，生态环境部发布《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》和《纳入2019-2020年全国碳排放权交易配额管理的重点排放单位名单》，对电力行业启动第一个履约周期。

当前配额发放基准是否宽松？

与2019年9月生态环境部《发电行业重点排放单位二氧化碳排放配额分配实施方案（试算版）》相比，本次配额分配方案采用了2019年方案的四级分类，但适度降低了常规燃煤机组的排放基准值，提升了非常规燃煤机组的排放基准值，体现出分配方案中“鼓励燃气机组发展”的方向。

与试点地区如上海、广东碳排放配额分配方案相比，此次全国发电行业碳配额分配方案仍较为简单，并未对不同的技术路线进行区分。

表 19：2019-2020 年各类别机组碳排放基准值

机组类别	机组类别范围	供电基准值 (tCO ₂ /MWh)	供热基准值 (tCO ₂ /GJ)
全国 2019-2020 年各类别机组碳排放基准值			
常规燃煤机组	300MW 等级以上	0.877	0.126
	300MW 等级及以下	0.979	0.126
燃煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组 (含燃煤循环流化床机组)		1.146	0.126
燃气机组		0.392	0.059
2019 年发电行业重点排放单位二氧化碳排放配额分配实施方案 (试算版) (2019.9)			
方案一			
常规燃煤机组		1.015	0.135
燃煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组 (含燃煤循环流化床机组)		1.12	0.135
燃气机组		0.382	0.059
方案二			
常规燃煤机组	300MW 等级以上	0.989	0.135
	300MW 等级以下	1.068	0.135
燃煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组 (含燃煤循环流化床机组)		1.12	0.135
燃气机组		0.382	0.059
上海市 2019 年碳排放配额分配方案 (2020.6)			
燃气	F	0.3863	
	E	0.4699	
燃油		0.8103	
燃煤超超临界	1000	0.7838	
	600	0.7918	
燃煤超临界		0.8254	
燃煤亚临界	600	0.8478	
	300	0.8647	
燃煤中压		1.1843	
燃气		0.3863	

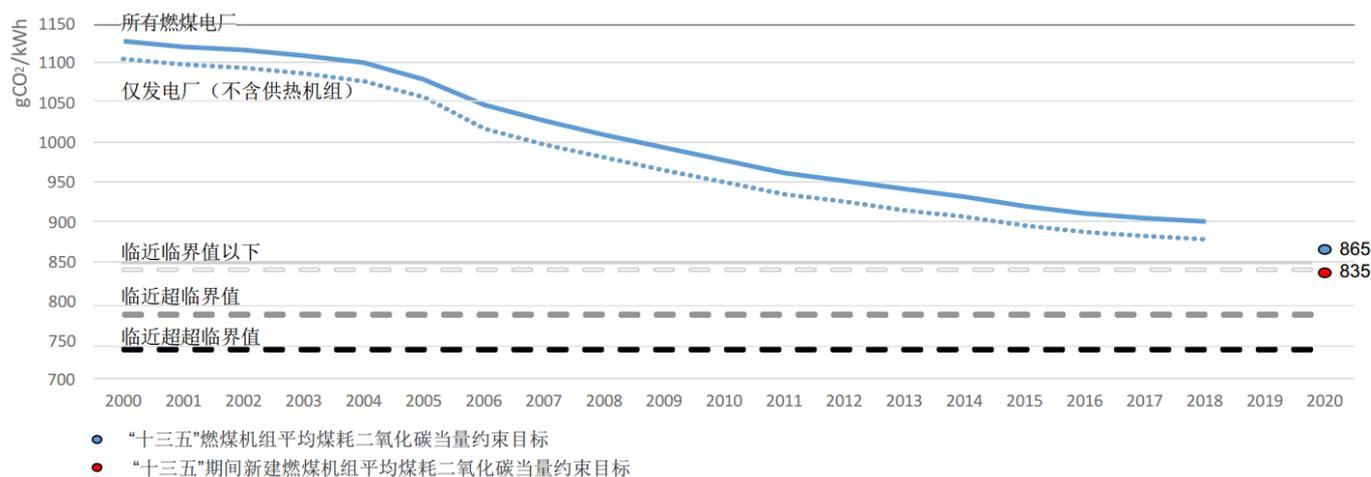
广东省 2020 年度电力机组基准值 (2020.12)			
燃煤	1000MW	0.8	
燃煤超超临界	600MW	0.825	
燃煤超临界		0.845	
燃煤亚临界		0.88	
燃煤非循环流化床机组	300MW	0.887	
	300MW 以下	0.946	
燃煤循环流化床机组	300MW	0.908	
	300MW 以下	0.968	
燃气	390MW	0.398	
	390MW 以下	0.44	
分布式热电联产机组		0.484	

资料来源：生态环境部、广东碳排放交易所、上海环境交易所、光大证券研究所

《电力发展十三五规划》提出，2015 年煤电机组二氧化碳排放强度下降到约 890 克/千瓦时，2020 年煤电机组二氧化碳排放强度下降到 865 克/千瓦时左右。而超临界、超超临界机组拥有更高效率，根据 IEA 预测，二氧化碳排放强度在 800 和 750 克/千瓦时左右以下。

总体来看，2019-2020 年电力机组碳排放基准值较为宽松。从国际市场来看，市场建立初期，为实现平稳过渡，提高控排企业的接受程度，碳排放配额的分配往往较为宽松。但随着市场逐步成熟，配额分配将遵循“适度从紧”的原则，留出一定配额缺口，以倒逼企业实现减排。

图 42：燃煤电厂发电的平均二氧化碳强度



资料来源：IEA、光大证券研究所

假定发电集团的经营效率、能耗水平、装机结构不变的情况下：
假设到 2022 年，配额免费发放比例 98%，某一大型发电集团的碳排放总量为 3 亿吨，按照 51 元/吨的碳价，则当年碳履约成本达到 3.1 亿元。

假设到 2025 年，配额免费发放比例降低至 90%，发电集团碳排放总量增加值 3.5 亿吨，按照 86 元/吨的碳价，履约成本达到 30 亿元。

表 20：全国碳排放权交易机制约束下企业碳成本上升

	2025 年	2030 年	注释
企业年排放总量 (亿吨)	3	3.5	排放量年均增长 5%
免费配额比例	98%	90%	有偿配额比例逐步提高
配额缺口比例	2%	10%	配额缺口加大
平均碳价 (元/吨)	71	93	《2020 中国碳价调查报告》
碳排放履约成本 (亿元)	4.26	32.55	

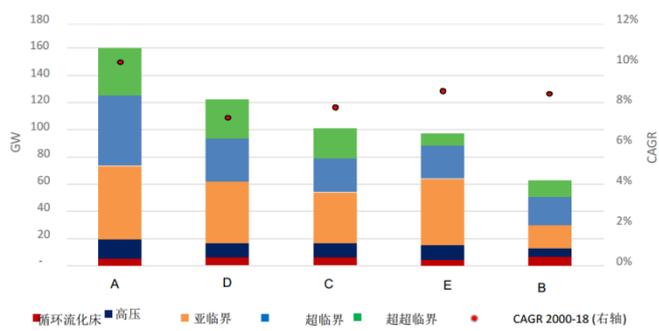
资料来源：Wind、光大证券研究所测算

技术路线产生影响差异

由于在《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》中对常规燃煤机组的分类以规模为准，并未区分技术路线，所以拥有先进技术路线的发电企业将有望得到配额盈余。

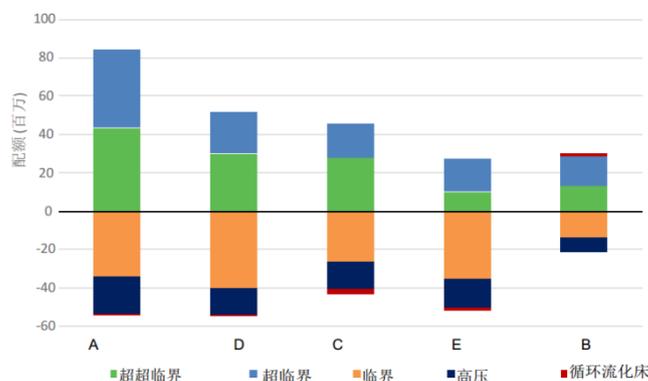
按照 IEA 的假设，在平衡条件下，超超临界、超临界机组将获得配额盈余，临界、高压、流化床机组将产生配额短缺。

图 43：典型发电集团机组技术路线组成



资料来源：IEA、光大证券研究所

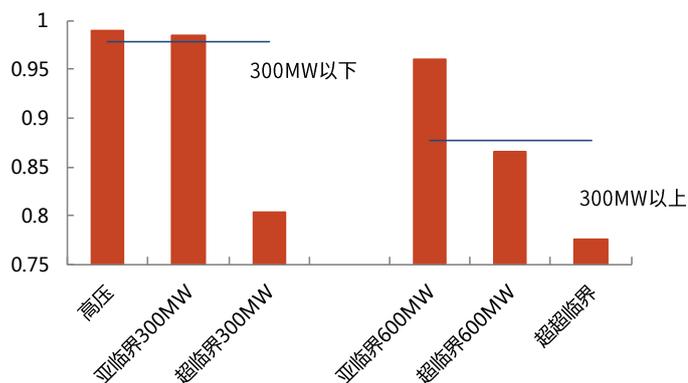
图 44：不同的机组技术路线对配额的影响



资料来源：IEA、光大证券研究所

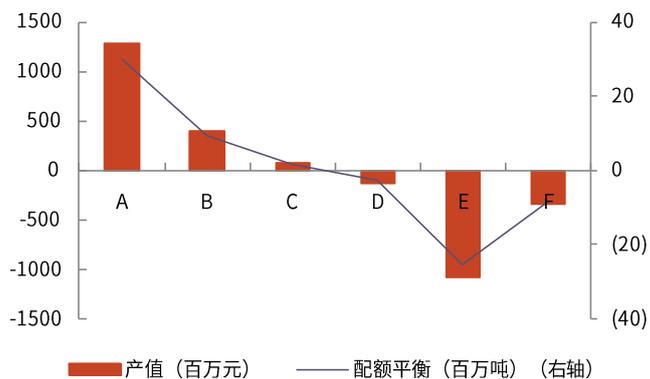
按照 IEA 的计算结果，由于机组技术路线的不同，部分发电集团将产生配额盈余，其余部分可能产生配额短缺。

图 45：不同的机组技术路线碳排放强度



资料来源：IEA、光大证券研究所；单位：tCO2/MWh

图 46：典型发电集团配额预测

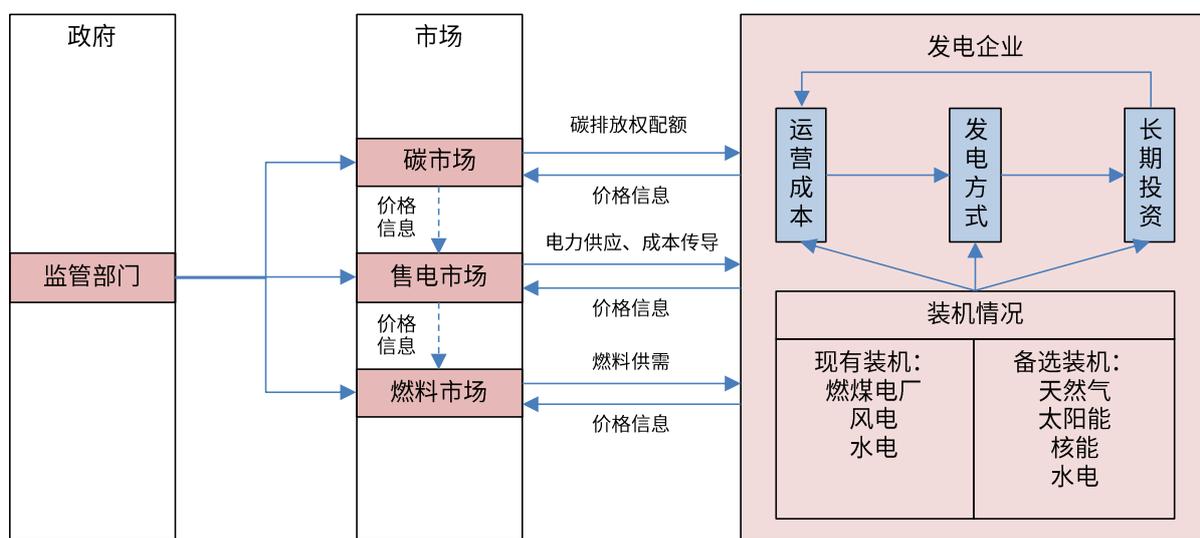


资料来源：IEA、光大证券研究所

与电力市场改革的协同

随着电力体制改革持续进行和碳排放权交易机制的完善，电力行业和企业将面临两个竞争市场——售电市场和碳排放权交易市场。

图 47：碳市场与电力市场关联趋于紧密



资料来源：德勤研究《全国碳市场对电力行业影响及企业应对，准备迎接碳约束时代》、光大证券研究所

中国电力行业的重大改革正在与碳市场同步实施，同样也将推动高效、低排放和成本最低资源的利用。如碳交易配合中长期电力合同，效率较高的电厂由于其在价格方面的优势，有望获得生产和收入转移。

表 21：电力市场改革与碳交易

	政策	对个体的影响	与 ETS 的相互作用
中长期电力合同	从政府向每家工厂分配大致相同年产量的模式,转变为每家工厂与终端用户以商定的产量和价格签订合同的模式	将大量生产和收入转移到效率最高的工厂,因为它们可以提供更低的价格,吸引更多的客户。这提高了快速排放系数。	将增加 ETS 中配额的可用性。如果配额以正的价格进行交易,ETS 将进一步提高高效电厂的经济性,终端客户将越来越有可能从高效电厂购买
现货市场和辅助服务市场	创建一个实时市场,优先考虑最低的边际成本和灵活性,以满足需求和整合可再生能源	这将使更多的发电转向高效电厂和可再生能源,但收入可能不会改变,因为这是由中长期合同保证的。中等效益的工厂和高成本的工厂也将更加灵活地运作	将通过使用更有效的发电来增加排放交易系统中配额的可用性。对于灵活运行的电厂,其每兆瓦时的排放量将会增加。因此,ETS 将提高灵活性的成本,并可能使可再生能源整合显得更加昂贵
关闭老旧工厂	政府下令关闭效率低下的缺乏污染控制的工厂(包括工业设施),以控制空气质量和产能过剩	将会把发电转移到电力市场,并可能积累到最有效的单位	ETS 中的低效工厂将被关闭,从而进一步提高效率并创造盈余的信用额度
煤炭消费上限	空气质量问题严重的人口稠密省份对每年的煤炭消耗量设置上限	促使各省和电力公司优先签订低排放资源合同。限制未来对煤炭的投资,推动各省增加进口,建设天然气、核能或可再生能源	除非这些限制在这些地区的基准设置中被考虑,否则盈余会转向更高效的发电区域。较为富裕的省份将拥有更多剩余的配额,并将剩余分配卖给效率低下的贫困地区,从而造成不利的财富转移

资料来源:光大证券研究所

4、投资建议

碳交易市场是实现碳中和的重要抓手,长期来看将成为企业经营的重要影响因素。随着 CCER 审批迎来重启,可再生能源有望获得额外竞争优势和附加收入,碳约束与碳收益将深刻改变传统能源与可再生能源的比较优势和优先次序。以光伏、风电、储能、氢能、新能源汽车为代表的新能源,包括供应链、制造端、运营端在内的全产业链将全面受益。

标的方面,由于直接受益于 CCER 带来的额外经济激励,建议关注可再生能源运营企业。其中:光伏建议关注太阳能、林洋能源、协鑫新能源(H)、北控清洁能源集团(H)、信义能源(H)。风电建议关注龙源电力(H)、大唐新能源(H)、节能风电、福能股份、金风科技、协合新能源(H)、中广核新能源(H)。生物质及垃圾焚烧发电建议关注瀚蓝环境、旺能环境、伟明环保、绿色动力。

5、风险分析

- (1) **市场风险**: 国内碳排放权市场建设推进速度不及预期,自愿减排市场重启时间不及预期;
- (2) **配额宽松风险**: 碳配额分配量过于宽松,对于企业不能形成有效约束,从而导致市场对 CCER 缺乏有效需求;
- (3) **CCER 过量风险**: 自愿减排项目核准速度过快,导致 CCER 供给过剩。

行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不会与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。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。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

联系我们



静安区南京西路 1266 号恒隆广场
1 期写字楼 48 层

上海



西城区月坛北街 2 号月坛大厦东
配楼 2 层复兴门外大街 6 号光大
大厦 17 层

北京



福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景
纪元大厦 A 座 17 楼

深圳