

结构性缺口扩大，CEA 量价齐升或提前



走势评级：

CEA：看涨

报告日期：

2023 年 8 月 28 日

★配额盈缺情况测算

基于全国火力发电量和热电机组供热量的关系，可以计算出全国火电整体热电比，以此推算出各类机组供电量（含供热折算量）比例，并计算加权基准值。根据全国火电碳排放强度和含碳量实测率情况，可以得出控排企业实际纳入计算的碳排放强度。经测算，第一个履约周期配额总量盈余约 3.3 亿吨，市场配额存量约 3.6 亿吨。第二个履约周期配额分配大幅收紧，总量缺口约 1.17 亿吨，豁免政策和“借碳”机制或基本覆盖总量缺口，但结构性缺口仍较大。今年 CEA 量价齐升或将提前。

★碳价波动上限测算

针对火电大省山东、内蒙、江苏，本文基于其上网电价对不同煤价水平下的配额价格上限进行了测算。假定火电供电碳排放强度为 $850\text{gCO}_2/\text{kWh}$ ，供电煤耗为 $300\text{g}/\text{kWh}$ ，根据大唐发电年报中的相关数据计算出煤电的非燃料成本约为 $0.084\text{元}/\text{kWh}$ ，由此可以得到不同煤价水平下以电价浮动上限为基准的大型火电企业可承受的碳配额价格。结果显示，山东和江苏配额价格上限区间为 130-200 元/吨，内蒙古配额价格上限区间为 45-150 元/吨。目前 CEA 价格走势处在合理区间。

★全国碳市场展望

(1) 预计建材、有色、钢铁、造纸、石化和化工行业将在 2025 年前纳入全国碳市场，但短期来看可能不会对碳价产生过大影响。钢铁和建材行业主要产品产量已见顶，将是减排政策重要发力点。

(2) 借鉴区域试点碳市场及世界成熟碳市场经验，全国碳市场或将引入配额“有偿分配”和“总量控制”以尽快适应减排目标。

(3) 需提高企业碳资产管理意识，逐步扩大市场开放程度，丰富产品类型，并完善信息披露制度，有效提升市场活跃度。

★风险提示：

全国碳市场扩容进度不及预期，CCER 重启不及预期。

金晓 首席分析师（能源与碳中和）

从业资格号：F3005393

投资咨询号：Z0012069

Tel: 8621-63325888-2483

Email: xiao.jin@orientfutures.com

联系人：

张可可 助理分析师（碳排放）

从业资格号：F03117993

Email: keke.zhang@orientfutures.com

全国碳市场碳排放配额（CEA）行情



目录

1、碳排放权与碳交易	3
2、我国碳市场基本结构	5
3、我国碳市场的制度安排与具体运行	6
3.1、强制配额市场：碳配额总量设定与分配	6
3.2、CEA 行情回顾	10
3.3、自愿减排市场：预计年内重启项目备案申请	10
4、配额盈缺情况测算	14
5、碳价上限测算：从大型火电企业的角度	17
6、我国碳市场展望	18
6.1、战略调整：能耗“双控”逐步转向碳排放“双控”	18
6.2、“十四五”期间碳市场或持续扩容	19
6.3、引入“有偿分配”和“总量控制”	22
6.4、多角度提升市场活跃度	24
7、风险提示	24

图表目录

图表 1：全球应对气候变化框架	4
图表 2：我国碳市场发展历程	5
图表 3：我国碳市场交易机制	6
图表 4：第一个履约周期流程	7
图表 5：第一个履约周期各地区配额分配量占比	7
图表 6：各机组配额分配量占比	8
图表 7：第二个履约周期各类别机组碳排放基准值	9
图表 8：两个履约周期基准值变动情况	9
图表 9：CEA 大宗协议交易情况	10
图表 10：CEA 挂牌协议交易情况	10
图表 11：我国自愿减排市场重要事件回顾	11
图表 12：CCER 项目历史备案数量	11
图表 13：2021 年全国各大碳市场 CCER 交易量占比	11
图表 14：项目和减排量登记流程	12
图表 15：《暂行办法》v.s.《管理办法》	13
图表 16：各机组供电量和供热量占比测算	14
图表 17：第一个履约周期整体基准值计算	14
图表 18：第一个履约周期配额盈余测算	15
图表 19：大唐发电第一个履约周期配额盈余测算	16
图表 20：配额总量盈余情况	16
图表 21：分地区配额价格上限测算	17
图表 22：以 2022 年具体企业火电上网电价计算配额价格上限	18
图表 23：世界主要国家和地区人均一次能源消费量	18
图表 24：世界主要国家和地区碳排放总量	19
图表 25：其他行业纳入全国碳市场会议进展	20
图表 26：部分高排放产品全国总产量	21
图表 27：分部门碳排放量	21
图表 28：按行业分列的碳市场纳入预计时间	21
图表 29：配额计算方法对比	22
图表 30：试点碳市场 7 大行业配额计算方法及对全国市场的判断	22
图表 31：配额初始分配方式对比	23
图表 32：区域碳市场配额分配方式	23

1、碳排放权与碳交易

碳排放权，即依法取得的向大气中排放温室气体的权利，这一概念源于排污权，其思想核心是根据一定的碳排放量向各个厂商分配排放权，从而有效满足一个地区特定的总量排放水平或满足一个确定的环境标准，且准许持有排放权的厂商进行交易。在这种情况下，排放权就成为厂商在一定条件下对环境的占有、使用、处置和收益的权利。

碳排放权是在以《联合国气候变化框架公约》和《京都议定书》为核心的国际法律体系下产生的新型权利，碳排放权交易（简称碳交易）机制是解决全球性气候变化问题、有效配置大气环境容量资源、保障各国特别是发展中国家正当发展权益的重要制度工具¹。《京都议定书》对缔约方的温室气体排放规定了明确的量化限制，要求在2008至2012年承诺期内将温室气体排放量较1990年至少减少5%。

图表1：全球应对气候变化框架

- ▶ 1988年，联合国大会45届会议
设立政府间气候变化专门委员会（IPCC），定期评估全球气候变化问题。
- ▶ 1992年，《联合国气候变化框架公约》通过
提出“共同但有区别的责任”（CBDR）。
- ▶ 1997年，《公约》第三次缔约方大会通过《京都议定书》
规定了具有约束力的量化减排指标。
三机制：联合履行机制（JI）；清洁发展机制（CDM）；排放贸易机制（ET）
清洁发展机制：发达国家与发展中国家开展项目合作，实现“经核证的减排量”。
- ▶ 2005年，《京都议定书》首次缔约方大会
国际碳交易规则生效，第一个承诺期从2008年至2012年。
- ▶ 2015年，《巴黎协定》通过
把全球平均气温较工业化前水平升高控制在2℃之内，并力争把升温控制在1.5℃之内。

资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

2005年《京都议定书》生效，碳排放权成为一种国际商品。广义碳市场的运行机制是，政府确定减排目标，以自上而下或自下而上等方式确定一定时期和行业范围内的碳排放总量上限，以免免费或有偿的形式分配给各个单位，形成“碳排放配额”

（Emission Allowance），即政府分配给重点排放单位的一定时期内的碳排放额度，以吨二氧化碳当量（tCO₂eq）为单位，其他温室气体可根据其温室气体效应折算成CO₂，实际排放量核算和配额清缴通常以年为单位开展。出于弥补配额短缺、获得配额收益等管理配额资产的目的，重点排放单位之间可以进行配额交易，从而形成碳市场。除重点排放单位，碳市场参与主体也包括金融机构、政府基金、单位投资者和个人投资者等。

¹ 王明远. 论碳排放权的准物权和发展权属性[J]. 中国法学, 2010(6): 8.

除政府分配碳配额外，碳排放权还源于减排项目产生的“核证减排量”（CER），即政府部门对项目减排效果进行量化核证并签发碳排放权，CER可以在碳市场中交易，因此减排企业也是碳市场的重要参与者。

由于各个国家和地区在气候目标、减排路径、经济发展状况等方面存在差异，已建立的碳市场相互独立，交易商品和管理规则存在差异，暂未形成国际统一碳市场。其中欧盟碳市场是全球规模最大、制度最成熟、交易最活跃的碳市场。

2、我国碳市场基本结构

我国碳市场分为强制配额市场和自愿减排市场。

强制配额市场的交易标的是CEA（Chinese Emission Allowances），即碳排放配额，简称碳配额。强制配额市场是从区域试点碳市场开始发展起来的，全国性碳市场在2017年以发电行业为突破口正式建立。区域碳市场与全国碳市场的设计原理相同，差异主要在覆盖范围、准入门槛、配额分配等方面的制度设计上，两类市场所覆盖的控排单位没有重叠。目前区域碳市场体量较小，未来会逐步向全国碳市场过渡。

图表2：我国碳市场发展历程

时间	事件
2011年10月29日	批准北京、天津、上海、重庆、广东、湖北和深圳开展碳排放权交易试点
2011年12月1日	国务院印发《“十二五”控制温室气体排放工作方案》
2012年6月13日	发改委印发《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》
2014年12月10日	发改委发布《碳排放权交易管理暂行办法》
2016年12月	四川省、福建省碳排放权交易启动
2017年12月18日	发改委印发《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》
2017年12月19日	全国碳排放交易体系正式启动
2020年12月31日	生态环境部发布《碳排放权交易管理办法（试行）》
2021年5月17日	生态环境部发布《碳排放权登记管理规则（试行）》《碳排放权交易管理规则（试行）》和《碳排放权结算管理规则（试行）》
2021年7月16日	全国性碳排放权交易体系正式上线启动交易
2023年7月7日	生态环境部发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》征求意见稿

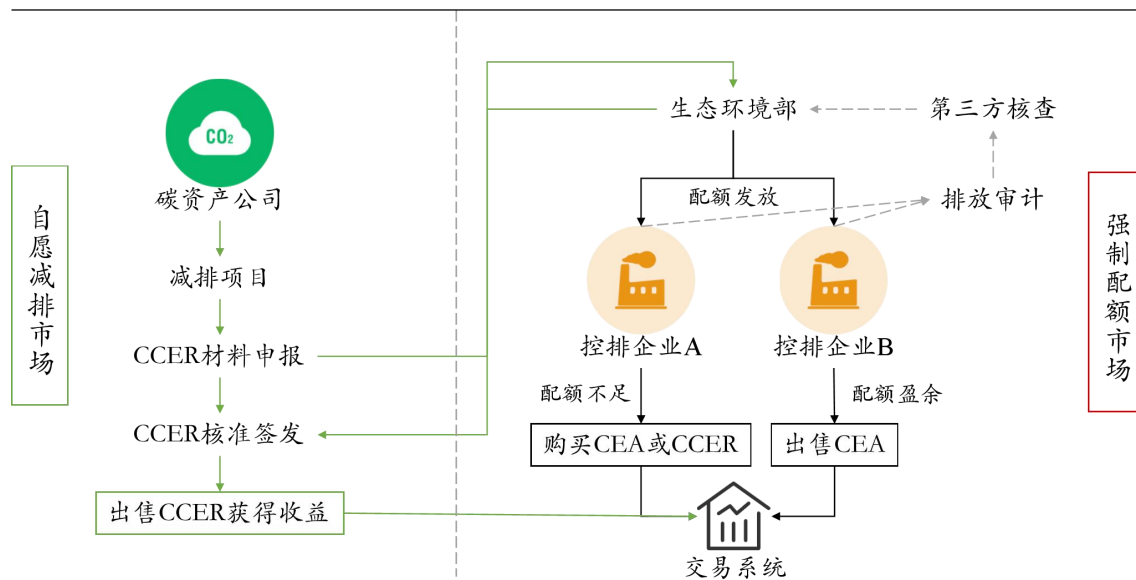
资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

我国强制配额市场目前以2年为一个周期开展配额分配和清缴履约。第一个履约周期为2019-2020年，在2021年已完成清缴，第二个履约周期为2021-2022年，将在今年年内完成清缴。2021年7月16日，全国碳市场上线启动交易，交易标的为CEA，交易主体为重点排放单位，也有符合国家有关规则的机构，如部分券商已获准参与碳交易，个人交易目前湖北、重庆、广州、四川和福建的试点碳市场中开展。

自愿减排市场的交易标的是CCER（Chinese Certified Emission Reduction），即核证自愿减排量，通过自愿减排对碳市场进行补充。在自愿减排市场中，碳资产公司通过申报减排项目获得CCER。在强制配额市场中，控排企业可能出现配额不足或盈余，两者之

间可以进行配额交易，同时，控排企业也可以通过购买 CCER 来抵销配额缺口（比例不超过应清缴碳排放配额的 5%）。全国统一交易平台已在北京绿色交易所建设完成且开通开户功能，尚未正式上线，CCER 目前仅在区域碳交易所中交易。

图表 3：我国碳市场交易机制



资料来源：中能碳科技有限公司

3、我国碳市场的制度安排与具体运行

3.1、强制配额市场：碳配额总量设定与分配

目前我国强制配额市场的管理对象为年排放达 2.6 万吨二氧化碳当量（综合能源消费量约 1 万吨标准煤）及以上的发电企业，发电机组包括纯凝发电机组和热电联产机组，并分为 4 个等级类别，纯供热设施不在管理范围内。

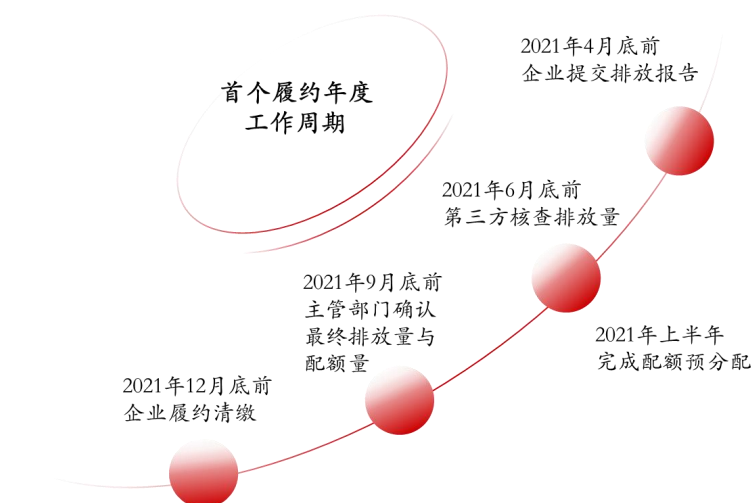
配额数量采用基准法进行核算，以自下而上的方式确定全国配额总量，免费分配给各重点排放单位。主管部门针对不同类型的发电机组设定供热基准值 (tCO₂/MWh) 和供热基准值 (tCO₂/GJ)，省级生态环境主管部门根据其行政区域内重点排放单位周期内的实际产出量和碳排放基准值，核定各重点排放单位的配额数量，加总形成全国配额总量。

机组配额量计算公式如下：

$$\text{机组配额量} = \text{供电基准值} \times \text{机组供电量} \times \text{修正系数} + \text{供热基准值} \times \text{机组供热量}$$

以第一个履约周期为例，配额分配和清缴程序如图表 4 所示。其中配额预分配数量根据机组 2018 年度供电（热）量的 70% 确定，并以最终核定的配额量为准多退少补。

图表 4：第一个履约周期流程

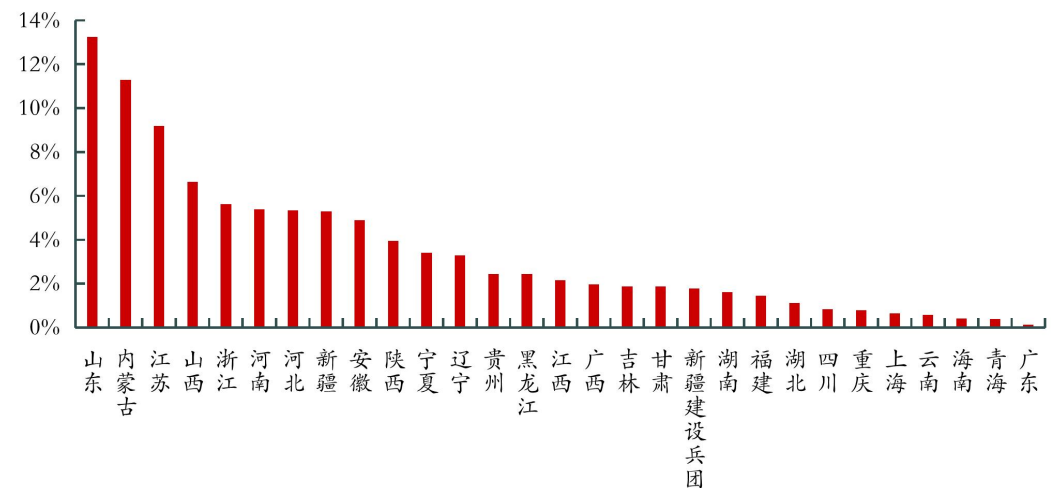


资料来源：生态环境部，东证衍生品研究院

第一个履约周期共覆盖发电行业的 2,162 家重点排放单位（部分企业关停或符合暂不纳入配额管理条件等原因，实际发放配额的单位为 2,011 家），年度覆盖二氧化碳排放量约 45 亿吨。

配额分布前三的省份是山东、内蒙古和江苏，配额总量占全国的 33.71%。其中，黑龙江、江西和福建公布了其获得的配额数量，分别为 2.18 亿吨、1.93 亿吨和 1.317 亿吨，由此可推算出第一个履约周期发放的配额总量约为 90 亿吨。分机组类型，300MW 等级及以下常规燃煤机组获得的配额数量占比最大。

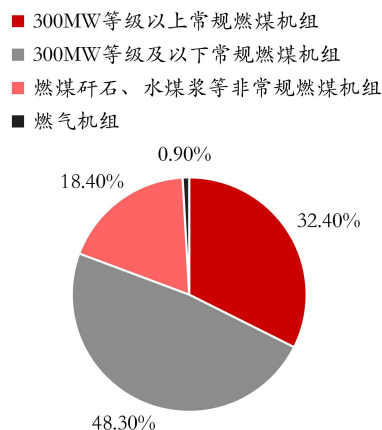
图表 5：第一个履约周期各地区配额分配量占比



资料来源：生态环境部

注：西藏自治区无符合条件单位；北京、天津和广东（不含深圳）已参与地方碳市场配额分配与清缴，不参与全国碳市场第一个履约周期配额分配与清缴。

图表6：各机组配额分配量占比



资料来源：生态环境部

847家重点排放单位存在配额缺口，缺口总量为1.88亿吨，累计使用CCER约3,273万吨用于配额清缴抵销。2021年，全国碳市场CEA累计成交量为1.79亿吨，与重点排放单位配额缺口接近，总体上看交易主体以完成履约为主要目的，成交量基本能够满足履约需求，全国总体履约率为99.5%，1,833家单位按时足额完成配额清缴，178家单位部分完成清缴。

2023年3月15日，生态环境部印发《2021、2022年度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）》（以下简称《分配实施方案》），相较于2022年11月3日发布的征求意见稿，《分配实施方案》有以下几个方面的调整和新增。

- 1. 简化预分配配额计算方法。**2021、2022年度各机组预分配配额量均为2021年该机组经核查排放量的70%，将重点排放单位拥有的所有机组相应的预分配配额量进行加总，得到其2021、2022年度的预分配配额量。
- 2. 履约豁免机制。**（1）燃气机组豁免。燃气机组应发放配额量等于其经核查排放量。（2）重点排放单位超过履约缺口率上限豁免。设定20%的配额缺口率上限，当重点排放单位核定的年度配额量小于经核查排放量的80%时，其应发放配额量等于年度经核查排放量的80%；当大于等于80%时，其应发放配额量等于核定配额量。以上两类履约豁免机制在第一个履约周期中已经运行，但在第二个履约周期分配方案征求意见稿中被删去，《分配实施方案》又再次引入，主要由于第二个周期中部分企业可能仍然存在配额清缴困难的情况需要一定的措施进行纾困。
- 3. 灵活“借碳”机制。**对配额缺口率在10%及以上的重点排放单位，确因经营困难无法完成履约的，可从2023年度预分配配额中预支部分配额完成履约，预支量不超过配额缺口量的50%。
- 4. 个性纾困方案。**对承担重大民生保障任务的重点排放单位，在执行履约豁免机制和灵活机制后仍无法完成履约的，统筹研究个性化纾困方案。

5. **基准值调整。**相较于征求意见稿,《分配实施方案》对2021、2022年300MW等级以上常规燃煤机组供电基准值有所上调,除燃气机组以外的其余各类机组供热基准值皆有上调。这种微调主要是考虑到2021、2022年企业受疫情、能源保供等多种因素影响面临较大经营压力,适当增加配额发放量以缓解履约压力。

考虑到第一个周期存在配额超发,叠加目前企业碳含量实测率显著提高的情况,同时也为了倒逼发电企业降低碳排放强度,此次《分配实施方案》中配额基准值大幅收紧,并引入了平衡值。2021年平衡值基于2021年碳排放核查结果,综合考虑履约政策、负荷系数修正等因素的影响,是各类机组供电、供热碳排放配额量与经核查排放量(应清缴配额量)平衡时对应的碳排放强度值。而2021年度基准值是以当年平衡值为依据,按照配额富余和短缺量总体平衡、不额外增加行业负担、鼓励先进、惩罚落后的原则,综合考虑鼓励民生供热、参与电力调峰和提高能效等因素来确定的。

图表7: 第二个履约周期各类别机组碳排放基准值

序号	机组类别	供电 (tCO ₂ /MWh)			供热 (tCO ₂ /GJ)		
		2021年平衡值	2021年基准值	2022年基准值	2021年平衡值	2021年基准值	2022年基准值
I	300MW等级以上常规燃煤机组	0.8210	0.8218	0.8177	0.1110	0.1111	0.1105
II	300MW等级及以下常规燃煤机组	0.8920	0.8773	0.8729			
III	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)	0.9627	0.9359	0.9303			
IV	燃气机组	0.3930	0.3920	0.3901	0.056	0.056	0.0557

资料来源:生态环境部

2021年基准值平均下调了10%。非常规燃煤机组供电基准值下调幅度最大,达到18.41%,燃气机组供电基准值未进行调整,2022年基准值相较于2021年平均下调5%。第二个履约周期的配额总量可能较上一周期缩减约10%,配额供给由宽松转变为偏紧。但由于履约豁免机制和“借碳”机制的存在,大部分企业压力并不会过大。

图表8: 两个履约周期基准值变动情况

机组类别 序号	供电基准值 (tCO ₂ /MWh)					供热基准值 (tCO ₂ /GJ)				
	2019/2020	2021	yoy	2022	yoy	2019/2020	2021	yoy	2022	yoy
I	0.877	0.8218	-6.29%	0.8177	-0.5%	0.126	0.1111	-11.83%	0.1105	-0.54%
II	0.979	0.8773	-10.39%	0.8729	-0.5%					
III	1.146	0.9350	-18.41%	0.9303	-0.5%					
IV	0.392	0.3920	0%	0.3901	-0.48%					

资料来源:生态环境部,东证衍生品研究院

3.2、CEA 行情回顾

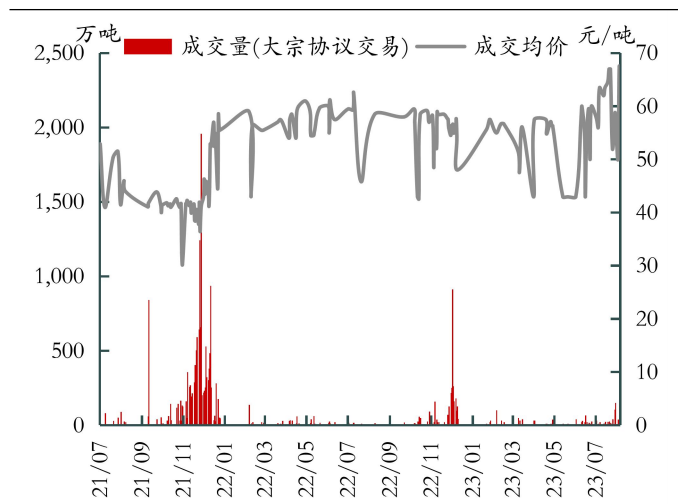
全国碳交易市场采用“双城”模式，交易中心设在上海，碳配额登记系统设在武汉。碳排放配额可以采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定方式交易。协议转让包括挂牌协议交易和大宗协议交易，买方申报单笔不小于10万吨必须采用大宗协议交易。

截至2023年7月16日，全国碳排放权交易市场正式启动两周年，碳排放配额累计成交量超过2.39亿吨，累计成交额达110亿元以上。由于大型发电企业的惜售情绪，市场整体呈现出交易活跃度低的问题，且大部分控排企业尚未将碳配额当作一种生产要素纳入日常生产运营考虑，碳交易主要以履约为目的，较少考虑保值增值。在2,011家企业中，参与过地方试点碳市场交易的企业不足150家，由于缺乏履约经验且意识不足，大多数企业处于先观望再应对的被动状态，配额成交量集中在2021年底，即第一个履约周期的配额清缴末期，2021年累计成交量为1.79亿吨，换手率仅2%。

价格方面，交易首日首笔碳交易成交价为52.78元/吨，当日最高价为52.80元/吨，最低价为48元/吨，均价为51.23元/吨，交易总量410万吨。之后价格一路下跌，在43元/吨上下小幅震荡。直到2021年12月下旬的履约周期末期，价格才显著上升。

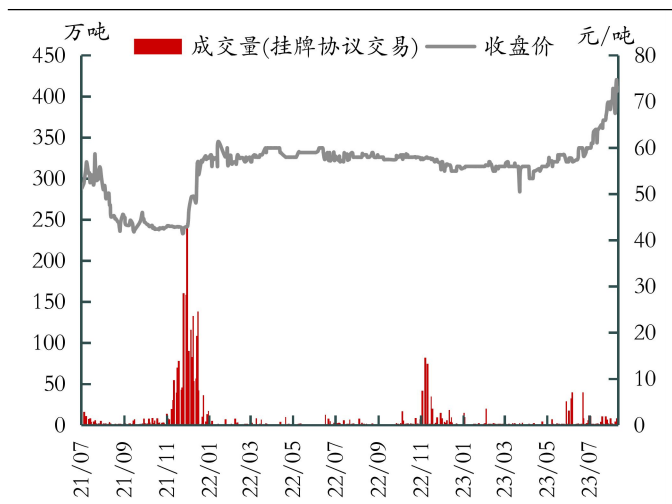
2022年至2023年7月17日，大宗协议成交均价在42-62元/吨的区间波动，挂牌协议收盘价在55-60元/吨的区间小幅震荡。第二个履约周期配额清缴通知发布次日，即7月18日，收盘价首次突破61元/吨，达61.02元/吨，市场对于配额供应偏紧的预期助推价格持续上涨，8月25日收盘价为73.06元/吨，当日最高价达75元/吨，但成交量仍偏低。今年年底或将提前出现量价齐升的情况。

图表9：CEA 大宗协议交易情况



资料来源：Wind，东证衍生品研究院

图表10：CEA 挂牌协议交易情况



资料来源：Wind

3.3、自愿减排市场：预计年内重启项目备案申请

2005年开始，我国主要通过国际CDM项目参与自愿减排市场，即发达国家通过提供资金和技术的方式，与发展中国家开展项目级的合作，通过项目实现“经核证的减排

量”（CER）。2012年，欧盟宣布从2013年开始只接受最不发达国家新注册的CDM项目，不再接受中国、印度等国家的CER，同年我国建立CCER市场代替CDM。由于在实施过程中存在着温室气体自愿减排交易量小、个别项目不够规范等问题，2017年3月开始CCER项目备案申请暂停。

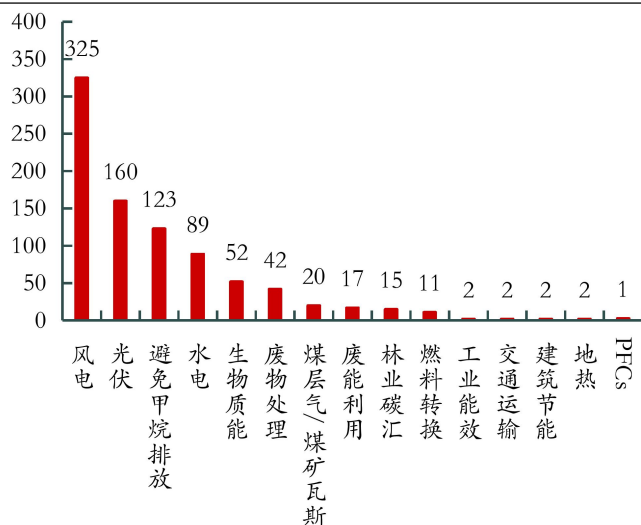
图表 11：我国自愿减排市场重要事件回顾

时间	事件
2012年6月13日	发改委印发《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》
2014年12月10日	发改委发布《碳排放权交易管理暂行办法》
2017年3月14日	发改委暂缓受理温室气体自愿减排交易方法学、项目、减排量等申请
2023年3月30日	生态环境部发布《关于公开征集温室气体自愿减排项目方法学建议的函》
2023年7月7日	生态环境部发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》征求意见稿

资料来源：公开资料整理

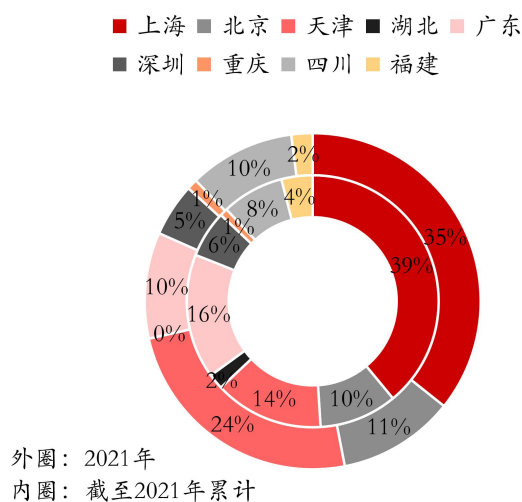
截至暂停前，我国提交备案申请的CCER项目共2,871个，完成备案的项目861个，最终签发CCER减排量的项目254个，获得备案的CCER减排量超5,000万吨。全国性的CCER交易平台尚未开启，CCER现阶段仅在区域市场进行交易。2021年全国碳市场第一个履约周期，各地区CCER交易量明显上升，全年成交量为1.72亿吨。周期内累计使用约3,273万吨CCER用于配额清缴抵销，预计市场CCER存量仅约1,000万吨。

图表 12：CCER项目历史备案数量



资料来源：中国自愿减排交易信息平台

图表 13：2021年全国各大碳市场CCER交易量占比



资料来源：上海环境能源交易所

第二个履约周期清缴在即，CCER亟待重启。今年3月，生态环境部发布《关于公开征集温室气体自愿减排项目方法学建议的函》，迈出了重启CCER项目的第一步；6月29日，生态环境部表示会力争在今年年内尽早启动全国温室气体自愿减排交易市场。

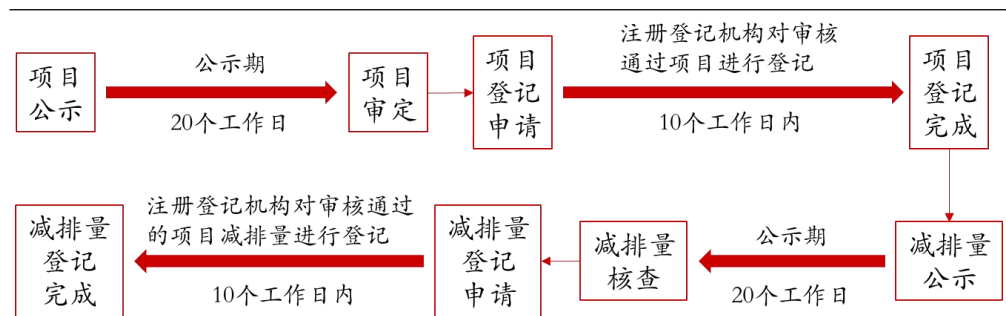
2023年7月7日，生态环境部发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》征求意见稿（以下简称《管理办法》），《管理办法》实施后，2012年6月13日发布的《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》（以下简称《暂行办法》）将同时废止。与《暂行办法》相比，《管理办法》主要有以下几个方面的变更：

1. **方法学**。方法学依据项目所采用的技术编写，是用于确定项目基准线、论证额外性、计算减排量、制定监测计划等的方法指南，是项目开发的技术前提。《暂行办法》中，除CDM方法学外，对于新开发的方法学，开发者可向发改委申请备案，委托专家对备案申请进行评估，发改委根据评估意见予以备案；《管理办法》中，方法学由生态环境部负责组织制定。
2. **审定与核查机构**。审定与核查的对象是项目和减排。《暂行办法》中，第三方审定与核查机构通过其注册地所在省、自治区和直辖市发展改革部门向发改委申请备案，发改委核查后予以备案；《管理办法》中，由市场监督管理总局会同生态环境部按照《认证认可条例》规定，对审定与核查机构进行市场准入的行政审批。
3. **交易机构和交易平台**。《暂行办法》中，通过备案形式确定多家交易机构分散交易，各交易系统与国家登记簿连接；《管理办法》中，建设全国温室气体自愿减排注册登记系统和全国温室气体自愿减排交易系统，组建全国统一的交易机构，开展集中统一交易。
4. **项目和减排量登记**。《暂行办法》中，项目业主提交自愿减排项目备案申请，产生减排量并经核查后，申请减排量备案；《管理办法》中，由项目业主和第三方审定与核查机构对相关项目和减排量材料真实性、合规性“双承诺”，政府进行监督检查。

细节方面也有较多的新增和调整，并增加监督管理和法律责任的部分。

此外，项目和减排量登记流程大幅缩短。在已完成项目审定和减排量核查的前提下，完成减排登记的时间由120个工作日缩短至60个工作日。如果CCER能在今年10月中旬之前重启，将会一定程度上弥补第二个履约周期的结构性配额缺口，但供给量难以大幅增加，对供需结构影响较小。

图表 14：项目和减排量登记流程



资料来源：生态环境部，东证衍生品研究院

图表 15: 《暂行办法》v.s.《管理办法》

	《暂行办法》	《管理办法》
变更内容		
国家主管部门	发展改革委	生态环境部
方法学	方法学开发者申请备案	生态环境部统一征集遴选
项目范围	2005 年 2 月 16 日之后开工建设, 设定 4 类项目类型	2012 年 6 月 13 日之后开工建设, 来自于可再生能源、林业碳汇、甲烷减排、节能增效等领域
项目登记流程	审定—备案—评估—登记	设计—公示—审定—登记—可注销
减排量登记流程	核证—备案—评估—登记	核算—公示—核查—登记
审定与核查机构	机构申请备案	市场监督管理总局会同生态环境部进行审批
交易机构和平台	分散交易	建设“双系统”, 组建全国统一的交易机构, 集中交易
项目和减排量登记	备案	审定与核查机构出具报告, 与业主共同做出承诺
审定与核查限制	对年减排量 6 万吨以上的项目进行过审定的机构, 不得再对同一项目的减排量进行核证	审定与核查机构不得对其审定的项目进行减排量核查
交易主体	国内外机构、企业、团体和个人	符合国家有关规定的法人、其他组织和个人
删除内容		
特殊项目业主	国资委管理的中央企业可直接向发改委申请自愿减排项目备案	
新增内容		
禁止项目		禁止条件: 1. 属于法律法规、国家政策规定有温室气体减排义务的项目; 2. 纳入国家或者地方碳排放权交易市场配额管理的项目; 3. 不具唯一性的项目
减排量范围		减排量应当产生 2020 年 9 月 22 日之后, 并且在项目申请登记之日前 5 年以内
交易方式		核证自愿减排量交易可以采取协议转让、单向竞价、挂牌点选及其他符合规定的交易方式
既有减排量处理		2017 年 3 月 14 日前已经获得备案的减排量, 由注册登记机构在注册登记系统中继续予以登记, 并可以依照国家有关规定使用
减排量使用和注销		核证自愿减排量可以依照国家有关规定用于碳中和、抵销全国碳排放权交易市场配额的清缴等用途; 依照前款规定使用后的核证自愿减排量, 注册登记机构应当在注册登记系统中予以注销; 鼓励交易主体出于公益目的, 自愿注销其所持有的核证自愿减排量

资料来源: 生态环境部, 东证衍生品研究院

4、配额盈缺情况测算

由于基准值存在较大差异，首先需计算出各机组供电（热）量占比。

供热量与供电量的换算关系为：

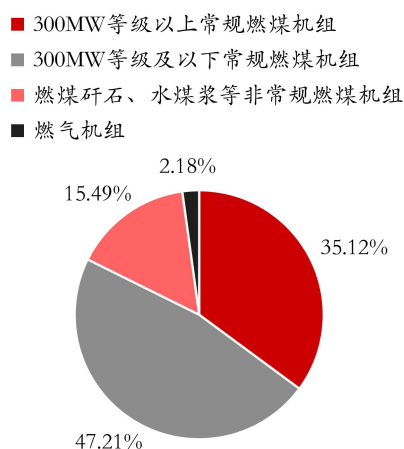
$$\text{供热量(kJ)} = \text{供电量(kWh)} \times 3600(\text{kJ/kWh})$$

可以得到供热基准值与供电基准值的关系为：

$$\text{供热对应供电基准值}(\text{tCO}_2/\text{MWh}) = \text{供热基准值}(\text{tCO}_2/\text{GJ}) \times 3.6(\text{GJ/MWh})$$

根据 2019-2020 年全国火力发电量和热电机组供热量的关系，可以计算出全国整体热电比约为 0.13，并假定该值为配额管理范围内各机组的热电比，不考虑修正系数，根据各机组配额比例以及对应基准值可推算出各机组供电（热）量比例。进一步可计算出 2019、2020 年加权基准值分别为 0.898tCO₂/MWh 和 0.895tCO₂/MWh。

图表 16：各机组供电量和供热量占比测算



资料来源：东证衍生品研究院

图表 17：第一个履约周期整体基准值计算

机组类别	供电基准值 (tCO ₂ /MWh)	供热基准值 (tCO ₂ /GJ)	供热基准值折算供电 基准值 (tCO ₂ /MWh)	加权基准值 (tCO ₂ /MWh)	
				2019	2020
I	0.877	0.126	0.4536	0.898	0.895
II	0.979				
III	1.146				
IV	0.392	0.059	0.2141		
供电/供热 加权基准值	0.9563		0.4484		

资料来源：生态环境部，东证衍生品研究院

根据中电联数据，2019、2020 年全国火力发电 CO₂ 排放强度分别为 0.838tCO₂/MWh 和 0.832tCO₂/MWh，假定其为配额管理范围内发电企业的碳排放强度均值。2019 年含碳量实测机组经核查排放量仅占当年排放总量的 66%，2020 年该比例为 93%。根据主管部门规定，对未开展实测的机组采用缺省值替代，缺省值为 0.03356tC/GJ，燃煤收到基低位发热量为 26.7GJ/t，计算得燃煤碳排放强度为 3.3tCO₂/t。则根据缺省值调整后，2019、2020 年的碳排放强度分别为 0.886tCO₂/MWh 和 0.842tCO₂/MWh。

假定 2019、2020 年各发放 45 亿吨配额，则可得 2019、2020 年供电量（包含供热折算量），不考虑修正系数，可得 2019 年配额盈余 0.61 亿吨，2020 年配额盈余 2.69 亿吨，即第一个履约周期存在 3.3 亿吨配额盈余，再加上使用 3,273 万吨 CCER 用于抵销，则市场上配额存量约 3.6 亿吨。

图表 18：第一个履约周期配额盈余测算

年份	实际碳排放强度 (tCO ₂ /MWh)	经缺省值调整碳排放强度 (tCO ₂ /MWh)	加权基准值 (tCO ₂ /MWh)	供电量 (包含供热折算量) (MWh)	配额盈余 (亿吨)
2019	0.838	0.886	0.898	5,008.8	0.61
2020	0.832	0.842	0.895	5,025.2	2.69
合计					3.3

资料来源：生态环境部，东证衍生品研究院

天津大学张中祥教授的工作论文 *China's Carbon Market: Development, Evaluation, Coordination of Local and National Carbon Markets and Common Prosperity* 中给出了以下信息：大型电力集团的配额总量比实际排放量都有不同程度的富余，华电集团的配额富余度最高，其获得的配额数量预计占总配额量的 16.2%，此外，国家能源集团占 10.5%，华能集团占 10.4%、大唐集团占 9.5%、国家电投集团占 8.2%，但普遍存在惜售情绪。

以大唐国际发电股份有限公司为例，本文大致估算了其在第一个履约周期中的配额盈余情况。根据其 2022 年年度报告提供的信息，整理了其截至 2022 年底各火电机组类型和数量，在此基础上剔除 2022 年新增火电机组。由公司年报已知 2021 年无新增火电机组，则可以大致得到第一个履约周期各燃煤机组装机容量占比情况。

结合燃煤机组和燃气机组全年利用小时数，得到 2019、2020 年燃煤机组和燃气机组发电量比例。由于 2019-2021 年公司燃气机组装机容量无变化，但燃煤机组存在新增和淘汰，因此燃气机组发电量占比分年度单独计算（即 2019、2020 年燃气机组发电量占比不同），燃煤机组内三类机组的比例以不变量计算（不考虑供热情况）。

公司公布了其在 2021 年的供电碳排放强度为 0.8656 tCO₂/MWh，本文将其在 2019、2020 年实际供电碳排放强度取 0.87 tCO₂/MWh 进行近似处理（可能存在较大误差）。不考虑修正系数，计算得出配额盈余为 2,421 万吨。

图表 19：大唐发电第一个履约周期配额盈余测算

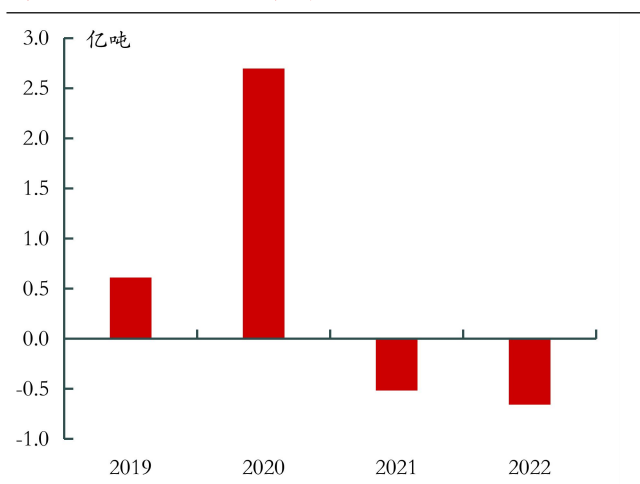
机组类型 序号	剔除 2022 年新增机组 后煤电装机容量占比	2019、2020 年发电量 (亿 kWh)	实际碳排放强度 (tCO ₂ /MWh)	配额盈余 (万吨)
I	24.04%	1,028.11	0.87	2,421
II	73.49%	3,142.37		
III	2.47%	105.50		
IV	—	285.98		

资料来源：公司年报，公开资料整理，东证衍生品研究院

2023 年 7 月 17 日，生态环境部发布《关于全国碳排放权交易市场 2021、2022 年度碳排放配额清缴相关工作的通知》，针对差异化配额分配、CCER 抵销、配额预支申报、个性化书可能方案申报等方面进行了详细说明。

根据《分配实施方案》中给出的关于平衡值的解释，本文认为第二个履约周期配额可能不会存在较大总量缺口，但存在较大结构性缺口。根据平衡值计算，并微调各机组发电量比例，第二个履约周期总量缺口约 1.17 亿吨。对于在第一个履约周期中存在配额缺口的企业，其缺口会进一步扩大，存在配额缺口的企业数量也会增多。

图表 20：配额总量盈余情况



资料来源：东证衍生品研究院

进一步，考虑履约豁免机制和“借碳”机制。根据龙源（北京）碳资产管理技术有限公司张文的测算，2021 年豁免配额约 3700 万吨，两年约 0.8 亿吨²，再叠加“借碳”机制，总量缺口可以基本覆盖，但结构性缺口依然存在。

结构性缺口扩大，CCER 存量不足，叠加企业惜售情绪较浓，第二个履约周期 CEA 和 CCER 价格或将出现明显上涨。

² 微信公众号“电联新媒”，全国碳市场供给偏紧、价格易涨，企业如何应对，作者：张文

5、碳价上限测算：从大型火电企业的角度

以第一个履约周期中配额分配数量靠前的山东、内蒙古和江苏三个省份为例，本文测算了大型火电企业所能承受的碳价上限。假定火电供电碳排放强度为 $850\text{gCO}_2/\text{kWh}$ ，供电煤耗为 $300\text{g}/\text{kWh}$ 。根据大唐发电 2020-2022 年年报中火电相关数据测算，每度电的非燃料成本约为 $0.084\text{元}/\text{kWh}$ 。以上预设数据可能存在较大误差。2021 年 10 月开始，我国上网电价范围调整为“基准价+上下浮动 20%”，由此可以得到各省上网电价浮动上限。当发电厂购煤成本在不同价位时，可以测算出其所能承受的碳配额最高价格。

在火电基准价较高的山东和江苏，其配额价格上限区间为 130-200 元/吨，内蒙配额价格上限较低，区间为 45-150 元/吨。此外，供电碳排放强度和供电煤耗对配额价格上限的影响较大。对于供电碳排放强度和供电煤耗双高的低效机组，会承担更多的配额成本，则其能接受的配额价格上限会更低。

图表 21：分地区配额价格上限测算

地区	火电基准价 (元/kWh)	上网电价浮动 上限 (元/kWh)	供电碳排放强度 (gCO ₂ /kWh)	供电煤耗 (g/kWh)	动力煤价格 (元/吨)	燃料成本 (元/kWh)	非燃料成本 (元/kWh)	配额价格上限 (元/吨 CO ₂)
山东	0.3949	0.4739	850	300	600	0.18	0.084	204
					700	0.21		169
					800	0.24		134
蒙东	0.3035	0.3642			400	0.12		146
					500	0.15		110
					600	0.18		75
蒙西	0.2829	0.3395			400	0.12		117
					500	0.15		82
					600	0.18		46
江苏	0.3910	0.4692			600	0.18		199
					700	0.21		163
					800	0.24		128

注：内蒙发电企业购煤价主要参考坑口价，低于秦皇岛港口价，因此预设的煤价水平更低。

资料来源：各省发改委，东证衍生品研究院

在配额分配的差异化管理下，低效火电机组将逐渐退出，企业可承受的配额价格上限也会随之提高。本文认为，目前碳价在理论上仍有较大的波动空间，但拘于全国碳市场交易体系有待完善、市场交易活跃度不高等问题，非配清缴期碳价窄幅震荡仍将维持较长时间。

2022 年，动力煤长协价调整至 700 元/吨，同时秦皇岛港口价和内蒙坑口价飙升。高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制，使得发电企业的平均上网电价超过 20% 的上限。以 2022 年三个省份典型发电企业上网电价为例，本文测算了其在特定煤价和火电上网电价下可承受的配额价格上限，该结果也在前述计算结果的范围内。

图表 22：以 2022 年具体企业火电上网电价计算配额价格上限

省份	发电企业	吨煤价格 (元/吨)	年均上网电价 (元/kWh)	配额价格上限 (元/吨 CO ₂)
山东	华电国际	1,100	0.5200	124.7
内蒙	大唐发电	800	0.4120	103.5
江苏	大唐发电	1,100	0.5111	114.2

资料来源：公司年报，东证衍生品研究院

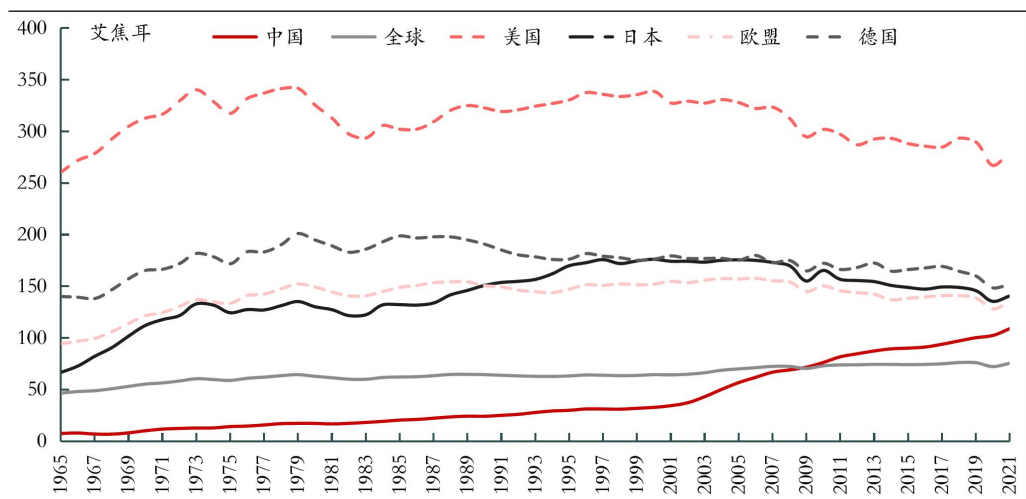
6、我国碳市场展望

6.1、战略调整：能耗“双控”逐步转向碳排放“双控”

2023 年 7 月 11 日，中央全面深化改革委员会第二次会议召开，会上审议通过了《关于推动能耗双控逐步转向碳排放双控的意见》，进一步强调要将绿色低碳和节能减排摆在突出位置。发改委明确从三个方面入手推动相关工作：一是坚持先立后破，积极创造条件，要用好能耗双控打下的坚实基础，平稳有序过渡到碳排放双控；二是更高水平、更高质量做好节能工作，实施碳排放双控，不意味着对节能工作有任何的放松；三是把握好工作节奏，统筹好发展和减排关系，根据形势发展变化不断调整优化政策举措，确保人民群众正常生活不受影响。

能耗“双控”指的是控制单位 GDP 能耗和能源消费总量，“十三五”时期，我国正式建立能耗“双控”制度，在全国设定能耗强度降低目标和能源消费总量目标，并将目标分解到各省份，严格考核。碳排放“双控”则是指控制单位 GDP 碳排放量和碳排放总量，2021 年中央经济工作会议首次提出要推动实现“双控”制度转型：“新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗‘双控’向碳排放总量和强度‘双控’转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解。”

图表 23：世界主要国家和地区人均一次能源消费量



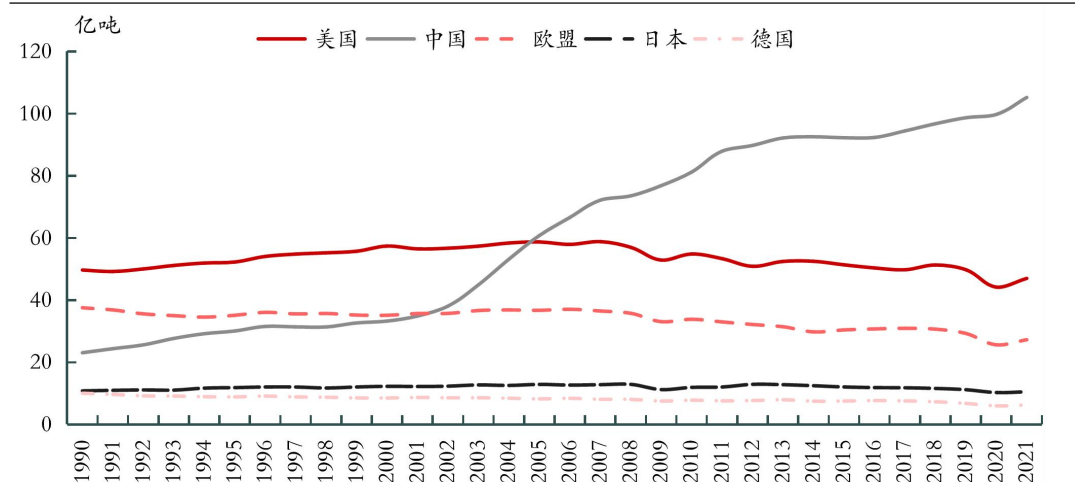
资料来源：BP

20 世纪 80 年代和 90 年代前后，世界主要发达国家和地区的人均一次能源消费量均见顶回落，这在这些地区的减排过程中发挥了一定作用。而我国人均能源消费自 21 世纪初开始进入快速上升通道，目前仍处于上升阶段。这也就意味着我国无法复制发达国家人均能源消费先快速增长、再长时间饱和、最后逐渐下降的历程，只有提前将重点过渡到提质增效和节能减排上，才有可能顺利实现双碳目标。

从能耗“双控”到碳排放“双控”，是伴随着我国“双碳”目标的一次战略性管理升级，表明了我国发展战略紧迫性从“能源约束”转向“碳排放约束”。一方面，新增可再生能源不纳入能源消费总量控制，给予能源消费一定弹性。碳排放“双控”合理适应了可再生能源进一步发展的趋势，地方推动可再生能源建设的积极性也会更强。另一方面，原料用能不纳入能源消费总量控制，满足相关产业高质量发展合理用能需求。原料用能消费主要集中在石化、化工行业及相关下游产业，这在维护产业链安全、满足产业转型升级需求等方面具有重大意义。

对比我国与世界主要发达国家和地区的碳排放总量，我国碳排放总量仍处于上升阶段，但增速在近十年明显放缓，而主要发达国家已经实现碳达峰。如果我国要在 2030 年实现碳达峰，最重要的是尽快提升能效，优化能源结构，降低碳排放强度，如果能效提升受阻，不排除国家可能出台强硬政策限制钢铁、水泥、玻璃等高排放行业的生产。

图表 24：世界主要国家和地区碳排放总量



资料来源：BP

6.2、“十四五”期间碳市场或持续扩容

国家发改委在 2013 至 2015 年间先后公布了 24 个行业的企业温室气体排放核算方法与报告指南，国家标准委在 2015 年发布了《工业企业温室气体排放核算和报告通则》及 10 个重点行业的企业温室气体排放核算和报告的相关国家标准。作为全国碳市场目前唯一覆盖的行业，发电行业在 2017 年 12 月就启动了碳排放权交易体系。尽管在 2016 年 1 月《国家发展改革委办公厅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》中就明确了“全国碳排放权交易市场第一阶段将涵盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等重点排放行业”，但发电行业以外的7大行业仍未顺利纳入。其中一个重要原因是以上7大行业的生产工序更为复杂，难以建立合理的模型，核查难度也较大。

今年5月，碳市场行业覆盖范围扩大的信号被释放出来。一个月内相继召开了5次专项研究会议。目前，石化、建材和钢铁行业纳入碳市场的技术路径正在研究当中，主要围绕不同行业的排放边界、配额分配方式、排放计量方法、关键参数实测、缺省值设置等重难点问题展开探讨，预计在“十四五”期间完成全覆盖。7月22日，生态环境部环境规划院组织了全国碳市场扩围关键技术学术沙龙（第一期），围绕“间接排放是都应纳入全国碳市场”这一议题展开讨论。下一步，环境规划院将针对间接排放问题进行充分论证和深度调研，尽快形成政策建议，有力支撑扩大全国碳市场行业覆盖范围专项研究，同时也将继续围绕碳市场扩围中的其他关键技术问题进行探讨。

北京理工大学能源与环境政策研究中心发布的《中国碳市场回顾与展望（2022）》预计，完成八大行业全覆盖后，全国碳市场的年度配额总量有可能会从目前的45亿吨扩容至70亿吨，覆盖我国二氧化碳排放总量的60%左右。

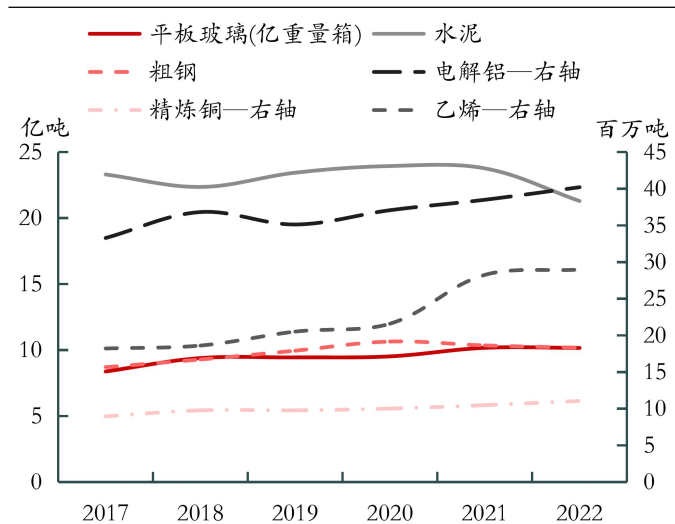
图表 25：其他行业纳入全国碳市场会议进展

时间	进展
2023年5月18日	“扩大全国碳市场行业覆盖范围专项研究”启动会召开
2023年6月16日	钢铁行业纳入全国碳市场专项研究第一次工作会议召开
2023年6月17日	石化行业纳入全国碳市场专项研究第一次工作会议召开
2023年6月27日	建材行业纳入全国碳市场专项研究第一次工作会议召开
2023年6月30日	钢铁行业纳入全国碳市场专项研究第二次工作会议召开
2023年7月3日	石化行业纳入全国碳市场专项研究第二次工作会议召开
2023年7月22日	全国碳市场扩围关键技术学术沙龙“关于全国碳市场中间排放的考虑”

资料来源：生态环境部环境规划院

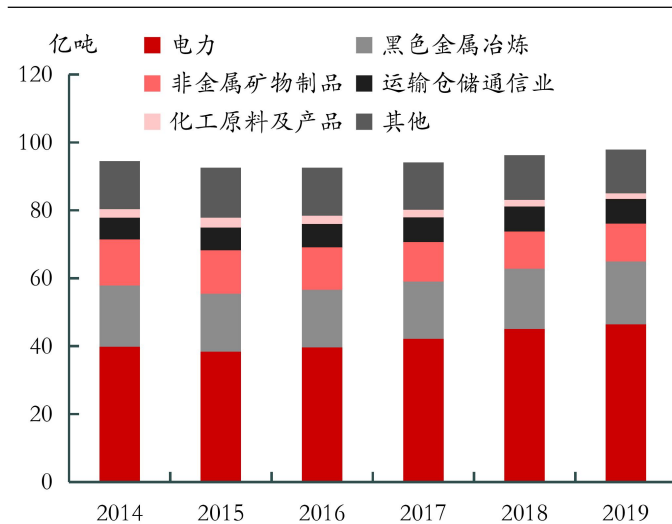
我国化工行业碳排放占比较小，并非首当其冲；钢铁、水泥和平板玻璃产量已见顶，钢铁和建材领域将是减排政策重要发力点；电解铝产量处于扩张阶段，仍需严控新增产能，严格落实产能置换。

图表 26: 部分高排放产品全国总产量



资料来源: 国家统计局

图表 27: 分部门碳排放量



资料来源: CEADs

Refinitiv 在其最新的报告中预计, 2023 年, 建材、有色、钢铁行业将纳入碳市场, 造纸、石化和化工行业将在 2025 年纳入。但短期来看, 我国碳市场扩容可能不会对碳价产生过大的影响。因为即使纳入新的行业, 政府仍倾向于以免费分配的方式发放足量配额, 即整体供需情况不会受到较大影响。但基于 EU ETS 的经验, 有偿分配的方式将被引入, 且免费分配的比例会逐渐变小, 同时, 自下而上的分配方式可能会转变为自上而下的总量控制, 以更强有力的方式推动市场化减排。

图表 28: 按行业分列的碳市场纳入预计时间

行业	预计纳入年份
建材	2023
有色金属	2023
钢铁	2023
纸浆和造纸	2025
石化	2025
化工	2025

资料来源: Refinitiv

配额数量的计算方法分为历史排放法、历史强度法和行业基准线法, 不同行业生产流程和碳排放计算边界的差异可能会导致计算方式的差异。

图表 29：配额计算方法对比

类型	含义	优缺点
历史排放法	以控排企业过去一定年度的碳排放数据为主要依据	优点： 计算方式简单，数据要求低 缺点： 变相奖励了历史排放量高的企业；未考虑经济发展及减排发展趋势；未考虑新公司无历史排放数据
历史强度法	以控排企业的产品产量、历史强度值、减排系数等为主要依据	优点： 计算方式相对简单，数据要求相对低，适用于产品类型较多的行业 缺点： 变相奖励了历史排放量高的企业；未考虑新公司无历史排放数据
行业基准线法（标杆法）	以控排企业的碳排放效率基准为主要依据	优点： 相对公平，为行业树立明确标杆 缺点： 计算方式复杂，数据要求高，行政成本高，仅适用于产品类别单一的行业

资料来源：宁波市节能协会碳中和专业委员会

以下梳理各试点碳市场对 7 大行业的配额计算方法，未来全国碳市场可能采取类似方法。建材行业中主要考虑水泥和玻璃生产，细分产品种类较多，航空业同样复杂，三种方法可能均会采用；有色行业可能采用基准线法和历史强度法；钢铁行业采用历史强度法；造纸行业和石化行业可能采用历史排放法与历史强度法；化工行业数据获取难度大，可能采用历史排放法。

图表 30：试点碳市场 7 大行业配额计算方法及对全国市场的判断

行业	基准线法	历史排放法	历史强度法	全国碳市场
建材	福建（水泥、玻璃）、北京（水泥）、广东（水泥）、湖北（水泥）	广东（水泥矿山开采）湖北（水泥、玻璃）	天津、上海、广东（水泥）、湖北（玻璃）	三种方式结合
有色	福建（电解铝）	天津	福建（铜冶炼）、上海	基准线法和历史强度法结合
钢铁	广东	福建、天津、湖北	广东、上海	历史强度法
造纸	广东	福建、湖北	广东、湖北、上海	历史排放法与历史强度法结合
石化		福建、北京、天津、广东	广东、上海	历史排放法与历史强度法结合
化工	福建	福建、天津、湖北	上海	历史排放法
航空	福建、广东	天津	广东、上海	三种方式结合

注：大类行业中存在细分行业或工序，故同时存在多种配额计算方式，表中未详细列出

资料来源：各省配额分配方案，东证衍生品研究院

6.3、引入“有偿分配”和“总量控制”

碳配额分配方式分为免费分配和有偿分配，有偿分配进一步分为拍卖和固定价格分配，不同分配方式各有优缺点。通常以免费分配切入，适时引入有偿分配，逐步扩大有偿分配比例，最终免费分配可能退出市场。

图表 31：配额初始分配方式对比

类型	含义	优缺点
免费分配	政府直接免费发放给控排企业	优点： 企业接受意愿强，政策易推行，对经济负面影响相对小 缺点： 出现寻租问题
有偿分配	拍卖分配：政府对碳配额进行拍卖 固定价格法：企业按照固定价格购买	拍卖优点： 增加政府收；解决寻租问题；分配更有效率 缺点： 企业不易接受

资料来源：宁波市节能协会碳中和专业委员会

目前我国碳市场以免费分配配额为主，在部分试点碳市场有小部分配额为有偿分配。各试点市场还制定了不同的配额调整政策，包括新进入者储备配额（NER）（新增预留配额）和政府预留配额（调整配额）等。NER 主要用于应对企业新增产能和产量变化，调整配额在碳价波动较大时发挥市场调节作用。从欧盟碳市场的发展经验来看，其发电行业配额全部为有偿分配，工业部门免费分配比例从 2013 年的 80% 降至 2020 年的 30%，2027 年将减少至 0%。发电行业或许也将是我国第一个配额全部有偿分配的行业。

图表 32：区域碳市场配额分配方式

区域 碳市场	配额分配方式
北京	免费为主、有偿为辅。配额构成：初始分配配额+新增预留配额+调整配额（不超过 5%）。重点碳排放单位设置配额富余和亏缺 20% 上限。2022 年度配额总量 4,400 万吨。
天津	免费为主、拍卖或固定价格出售等有偿发放为辅。配额构成：初始分配配额+新增预留配额。2022 年度配额总量 7,500 万吨。
上海	免费发放+有偿发放（不定期竞价）。配额构成：初始分配配额+新增预留配额。2022 年度配额总量 1 亿吨。
重庆	95% 免费分配+5% 有偿分配。
广东	免费发放+有偿发放。配额构成：初始分配配额+新增预留配额+调整配额。2022 年度，钢铁、石化、水泥、造纸企业免费配额比例为 96%，航空企业为 100%，新建项目企业为 94%。2022 年度配额总量 2.66 亿吨。
湖北	免费发放为主。配额构成：初始配额+新增预留配额+政府预留配额（6%）。2021 年度配额总量 1.82 亿吨。
深圳	2021 年度管控单位配额发放免费为主、有偿为辅，97% 无偿分配+3% 有偿分配（拍卖）；2022、2023 年度配额总量由重点排放单位配额和政府储备配额构成，其中重点排放单位配额 96%（考虑社会因素，全部免费发放）、新建项目储备配额 2%、价格平抑储备配额 2%。2023 年度配额总量 2,800 万吨。
福建	免费分配，将适时引入有偿分配机制，逐步提高有偿分配的比例。配额构成：既有项目配额+新增项目配额+市场调节配额（为前两项之和的 5%）。
四川	免费分配+有偿分配。初期以免费分配为主，逐步提高有偿分配比例。

资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

注：广东省碳市场不包括深圳，深圳为独立试点碳市场；四川尚未实际开展区域配额管理。

配额总量设定方面，欧盟碳市场采取自上而下的总量控制（“Cap and Trade”），即限制管理范围内的温室气体排放总量（以一定速度递减），免费配额以外的数量以 NER

和拍卖等形式存在。总量控制有以下优势：（1）数量的确定性：通过设定上限直接限制温室气体排放。这对于助推减排目标的达成具有重要意义；（2）成本效益：交易揭示碳价，这种灵活性意味着所有企业面临相同碳价，并在成本最低时减排；（3）额外收入：配额拍卖为政府创造收入，可用于开发和支持减排项目。我国全国性碳市场目前采取自下而上的方式确定配额总量，北京、天津、上海、广东、湖北、深圳的区域碳市场则采取总量控制。全国性碳市场扩容基本完成后大概率将择机引入总量控制以适应减排目标。

6.4、多角度提升市场活跃度

目前我国碳市场主要是由具有真实碳排放需求的控排企业进行现货交易，交易主体单一，产品单一，企业碳资产管理意识不足，导致碳市场活跃度低。尽管已有8家券商被准入碳交易市场，但仅局限在试点碳市场，尚未准入全国碳市场。反观发达国家的碳市场，绝大部分成交来自于以现货为标的的金融产品，银行、保险、基金等金融机构可以通过碳金融产品参与碳市场。

从其他碳市场发展经验看，解决市场活跃度低的问题需要从以下几方面着手：

第一，提高企业碳资产管理意识。碳资产管理包括碳排放数据管理和碳资产交易管理，以及一系列围绕碳资产展开的战略性管理过程。碳资产管理既需要企业高层的推动，也需要专业的碳资产管理参与，因此中小企业开展相关工作积极性不高，资产管理能力较弱，对政策响应程度较低。如果大部分企业能明晰自身碳资产情况，了解自身在碳市场中的境况，并对市场变化做出及时反应，将有益于碳市场活跃度的提升。

第二，扩大市场开放程度。碳市场发展相对成熟后，应逐步引入机构投资者和个人投资者参与碳交易，快速提升市场体量。

第三，丰富产品类型。证监会在2022年4月12日已发布《碳金融产品》（JR/T 0244—2022）标准，未来将有序发展碳金融工具和产品，包括碳债券、碳资产抵质押融资、碳资产回购、碳资产托管等融资工具，碳远期、碳期货、碳期权、碳掉期、碳借贷等交易工具，碳指数、碳保险、碳基金等支持工具。

第四，完善信息披露制度。信息披露制度不完善，企业未披露、披露不及时和披露质量不高的情况普遍存在，导致潜在参与者及相关机构无法以较低成本了解碳市场运行信息，对其参与意愿有所抑制。市场各方都希望在未来能建立起覆盖全行业、具有可比性的信息披露标准和体系，但企业信息披露技术和成本方面的问题仍待解决。

7、风险提示

全国碳市场扩容进度不及预期，CCER重启不及预期。

期货走势评级体系（以收盘价的变动幅度为判断标准）

走势评级	短期（1-3个月）	中期（3-6个月）	长期（6-12个月）
强烈看涨	上涨 15%以上	上涨 15%以上	上涨 15%以上
看涨	上涨 5-15%	上涨 5-15%	上涨 5-15%
震荡	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%
看跌	下跌 5-15%	下跌 5-15%	下跌 5-15%
强烈看跌	下跌 15%以上	下跌 15%以上	下跌 15%以上

上海东证期货有限公司

上海东证期货有限公司成立于2008年，是一家经中国证券监督管理委员会批准的经营期货业务的综合性公司。东证期货是东方证券股份有限公司全资子公司。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货交易咨询、资产管理、基金销售等业务，拥有上海期货交易所、大连商品交易所、郑州商品交易所、上海国际能源交易中心和广州期货交易所会员资格，是中国金融期货交易所全面结算会员。公司拥有东证润和资本管理有限公司，上海东祺投资管理有限公司和东证期货国际（新加坡）私人有限公司三家全资子公司。

自成立以来，东证期货秉承稳健经营、创新发展的宗旨，坚持以金融科技助力衍生品发展为主线，通过大数据、云计算、人工智能、区块链等金融科技手段打造研究和技术两大核心竞争力，坚持市场化、国际化、集团化发展方向，朝着建设一流衍生品服务商的目标继续前行。

免责声明

本报告由上海东证期货有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本公司已取得期货投资咨询业务资格，投资咨询业务资格：证监许可【2011】1454号。

本研究报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

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，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。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投资标的的邀请或向人作出邀请。

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，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东证衍生品研究院，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

东证衍生品研究院

地址：上海市中山南路318号东方国际金融广场2号楼21楼

联系人：梁爽

电话：8621-63325888-1592

传真：8621-33315862

网址：www.orientfutures.com

Email：research@orientfutures.com