

电气设备

深耕国内外碳交易机制现况，详解风电光伏低碳收益

证券研究报告

2021年03月16日

投资评级

行业评级

强于大市(维持评级)

上次评级

强于大市

作者

孙潇雅

分析师

SAC 执业证书编号: S1110520080009

sunxiaoya@tfzq.com

马妍

分析师

SAC 执业证书编号: S1110519100002

may@tfzq.com

行业走势图



资料来源: 贝格数据

相关报告

- 1 《电气设备-行业专题研究:良信股份: 积微成著, 高增可期》 2021-03-07
- 2 《电气设备-行业深度研究:宁德时代深度 4: 复盘台积电, 看宁德时代成长之路》 2021-02-25
- 3 《电气设备-行业深度研究:胶膜行业商业模式讨论: 轻固定资产, 重营运资金》 2021-02-21

全国统一碳排放权交易体系逐步完善, 未来碳价水平有望快速上涨

我们预计中国将会进一步收紧碳配额供给, 同时限制 ccer 的注入, 碳价会不断提升, 2030 年前至少要达到 50-80 美元/吨的水平; 我们认为, 我国有望逐渐从免费发放配额过渡到拍卖, 激活一级市场; 预计未来碳市场的建设将和碳税开征并行。

各试点碳价相对平稳, 成交量有待提高

截止到 2020 年末, 各试点交易额普遍升高且更平稳, 碳市场总成交量下降、总成交额提升。近年来北京的碳价在所有试点当中一直是遥遥领先的, 甚至在 2020 年 8 月 20 日达到了 102.96 元/吨。除北京外的其余碳市场碳价相比于 2019 和 2018 年更集中, 且波动相对更小, 碳价全年保持相对平稳。在 8 个试点碳市场中, 成交量方面, 仅天津、湖北、重庆 3 个碳市场实现了增长, 剩余 5 个均出现不同程度的下降。

中国各省市政策助力全国碳交易市场的正式启动

中国政府自 2011 年开始启动碳交易试点, 目前据统计共有北京、天津、上海、重庆、广东、湖北、深圳、福建 8 个省/直辖市出台碳交易相关政策, 主要从加强碳排放管控、完善配额管理、优化碳排放权交易等方面支持碳交易市场发展, 不同地方根据当地情况实际设计了各具特色的规定, 但是相比于国外发达国家仍存在较大的差距。预计未来随着全国碳交易市场的启动, 政策也会逐渐完善。

低碳世界未来可期

减碳脱碳日益成为各国面对气候变化的国际共识, 越来越多国家已经承诺在未来实现碳中和。新增碳价措施成为世界上几乎所有国家实现温室气体排放控制目标的必经之路。已/拟同时实施碳交易和碳税的一体化组织、国家和地区或将代表更多国家今后的发展方向。日本碳税、欧洲绿色新政、泛加框架、美国“碳红利”等国际为实现低碳经济做出的诸多尝试或为他山之石。

CCER 抵消机制为风电、光伏带来可观收益

根据我们的测算, CCER 抵消机制将为风电与光伏行业带来可观收益。举例来说, 北京地区 100MW 风电减排项目与光伏减排项目的年减排收益分别可达 142.09 万元与 92.44 万元; 上海地区 100MW 风电减排项目与光伏减排项目的年减排收益分别可达 447.94 万元与 212.25 万元。按照全国的风电实际发电量考虑, 当 CCER 市场发展稳定后, 全国的风电年减排收益有望达到 74.36 亿元。我们认为, 当前的 CCER 市场尚不完备, 为了提升企业的减排积极性与碳交易市场的稳定性, 未来将有更多举措来完善交易机制与定价标准。

风险提示: 政策风险、碳减排短期对控排行业的生产成本造成一定冲击、配额宽松风险、CCER 供过于求风险; 测算具有一定主观性。

内容目录

| | |
|------------------------------|-----------|
| 1. 碳交易体系和定价机制 | 5 |
| 1.1. 全球碳定价机制 | 5 |
| 1.1.1. 各国碳交易机制最新进展 | 6 |
| 1.1.2. 中国碳交易体系 | 9 |
| 1.1.2.1. 前期试点 | 9 |
| 1.1.2.2. 全国统一碳排放交易体系 | 10 |
| 1.1.3. 碳价分析 | 11 |
| 2. 国内碳市场交易情况 | 13 |
| 2.1. 各试点交易额普遍升高且更平稳 | 13 |
| 2.2. 试点碳市场总成交量下降，总成交额提升 | 16 |
| 3. 逐年推进，政策助力中国碳交易市场开发 | 19 |
| 3.1. 各省市出谋划策，促进碳交易市场稳步发展 | 19 |
| 3.2. 审视国内发展现状，仍需向国外发达国家学习 | 23 |
| 4. 国际低碳经济新格局正在形成 | 23 |
| 4.1. 日本 | 24 |
| 4.2. 欧盟 | 25 |
| 4.3. 加拿大 | 28 |
| 4.4. 美国 | 30 |
| 5. 碳交易为风电、光伏带来的收益 | 32 |
| 5.1. 政策支持 | 32 |
| 5.2. 风电、光伏项目的碳收益原理 | 32 |
| 5.2.1. CCER 交易 | 32 |
| 5.2.2. 电网基准线排放因子 | 33 |
| 5.3. 风电、光伏项目的碳收益计算示例 | 33 |
| 5.3.1. 北京市 100MW 风电项目的碳收益 | 33 |
| 5.3.2. 北京市 100MW 光伏项目的碳收益 | 34 |
| 5.3.3. 上海市 100MW 风电项目的碳收益 | 34 |
| 5.3.4. 上海市 100MW 光伏项目的碳收益 | 34 |
| 5.3.5. 各权重下风电、光伏项目的碳收益汇总 | 35 |
| 5.3.5.1. 风电项目 | 35 |
| 5.3.5.2. 光伏项目 | 35 |
| 5.4. 全国各地区风电年减排收益预期 | 36 |
| 6. 未来展望 | 37 |
| 6.1. 碳机制和定价展望 | 37 |
| 6.2. 各试点碳交易展望 | 37 |
| 6.3. 国内政策预期 | 37 |
| 6.4. CCER 市场未来发展的预期 | 38 |
| 6.4.1. 从减排量方向分析未来发展 | 38 |
| 6.4.2. 从 CCER 价格方向分析未来发展 | 38 |

7. 风险分析.....39

图表目录

图 1: 全球已实施碳定价机制的碳价水平 6

图 2: 全球碳排放交易市场 7

图 3: 碳配额价格走势 12

图 4: 2018-2020 年各试点成交均价 (单位: 元) 14

图 5: 2020 年各试点月度成交均价 (单位: 元) 14

图 6: 2020 上海月度均价 (单位: 元) 15

图 7: 重庆、深圳、福建均价 单位: (元) 15

图 8: 各试点年成交额 (单位: 万元) 17

图 9: 各试点年成交量 (单位: 万吨) 17

图 10: 重庆、天津成交额 (单位: 万元) 18

图 11: 重庆、天津成交量 (单位: 万吨) 18

图 12: 1965-2019 年日本二氧化碳排放量 (百万吨) 24

图 13: 1990-2018 年日本的碳排放结构 24

图 14: 1965-2019 年欧盟二氧化碳排放量 (百万吨) 25

图 15: 1990-2018 年欧盟的碳排放结构 25

图 16: 1965-2019 年加拿大二氧化碳排放量 (百万吨) 28

图 17: 1990-2018 年加拿大的碳排放结构 28

图 18: 截至 2020 年 3 月 31 日加拿大各地区碳定价地图 30

图 19: 1965-2019 年美国二氧化碳排放量 (百万吨) 30

图 20: 1990-2018 年美国的碳排放结构 30

图 21: 各区域历年电网基准线排放因子 (OM) 33

图 22: 各区域历年电网基准线排放因子 (BM) 33

图 23: 可再生能源发电量与平均电网基准线排放因子 (单位: 亿千瓦时; MWh/tCO₂) 38

图 24: 可再生能源年减排量 (单位: 亿吨 CO₂ 当量) 38

表 1: 碳定价机制形式及解读 5

表 2: 国家/地区碳交易机制最新进展 7

表 3: 试点地区持续拓展和完善交易体系 9

表 4: 碳市场交易规则 10

表 5: 全国碳市场发展状况和未来动向 11

表 6: 全球各碳排放权交易体系最新碳价 12

表 7: 2018-2020 各试点成交额、成交量、成交均价 16

表 8: 中国各省市地区碳排放交易政策一览 19

表 9: 净零排放竞赛 23

表 10: 各国/地区的碳政策 24

表 11: 日本分部门平均有效碳税率 25

| | |
|---|----|
| 表 12: 欧盟 ETS 的四个阶段 | 26 |
| 表 13: 欧盟的 ETS 和 MSR | 27 |
| 表 14: 欧洲绿色新政 | 27 |
| 表 15: 《泛加框架》 | 28 |
| 表 16: 碳定价基准 | 29 |
| 表 17: 联邦后备碳定价机制的出台 | 30 |
| 表 18: 美国各时期能源政策特点 | 31 |
| 表 19: “碳红利” 计划 | 32 |
| 表 20: 北京市 2018 年 CCER 交易情况 | 32 |
| 表 21: 上海市 2018 年 CCER 交易情况 | 33 |
| 表 22: 北京市风电项目碳收益计算数据 | 34 |
| 表 23: 北京市光伏项目碳收益计算数据 | 34 |
| 表 24: 上海市风电项目碳收益计算数据 | 34 |
| 表 25: 上海市光伏项目碳收益计算数据 | 35 |
| 表 26: 风电项目碳收益测算汇总 | 35 |
| 表 27: 光伏项目碳收益测算汇总 | 35 |
| 表 28: 2018 年各地区风电年减排收益测算汇总 (单位: 万元) | 36 |
| 表 29: CCER 的供给与需求测算 | 39 |

1. 碳交易体系和定价机制

减碳脱碳早已成为各国面对气候变化的国际共识，越来越多的国家已经承诺在未来实现碳中和。碳定价机制成为世界上几乎所有国家实现温室气体排放控制目标的必经之路。

1.1. 全球碳定价机制

全球的碳定价机制有很多种，包括碳税、碳市场交易体系(ETS)、碳信用机制和基于结果的气候金融(RBCF)等，下表主要展示了五种形式的碳定价机制：

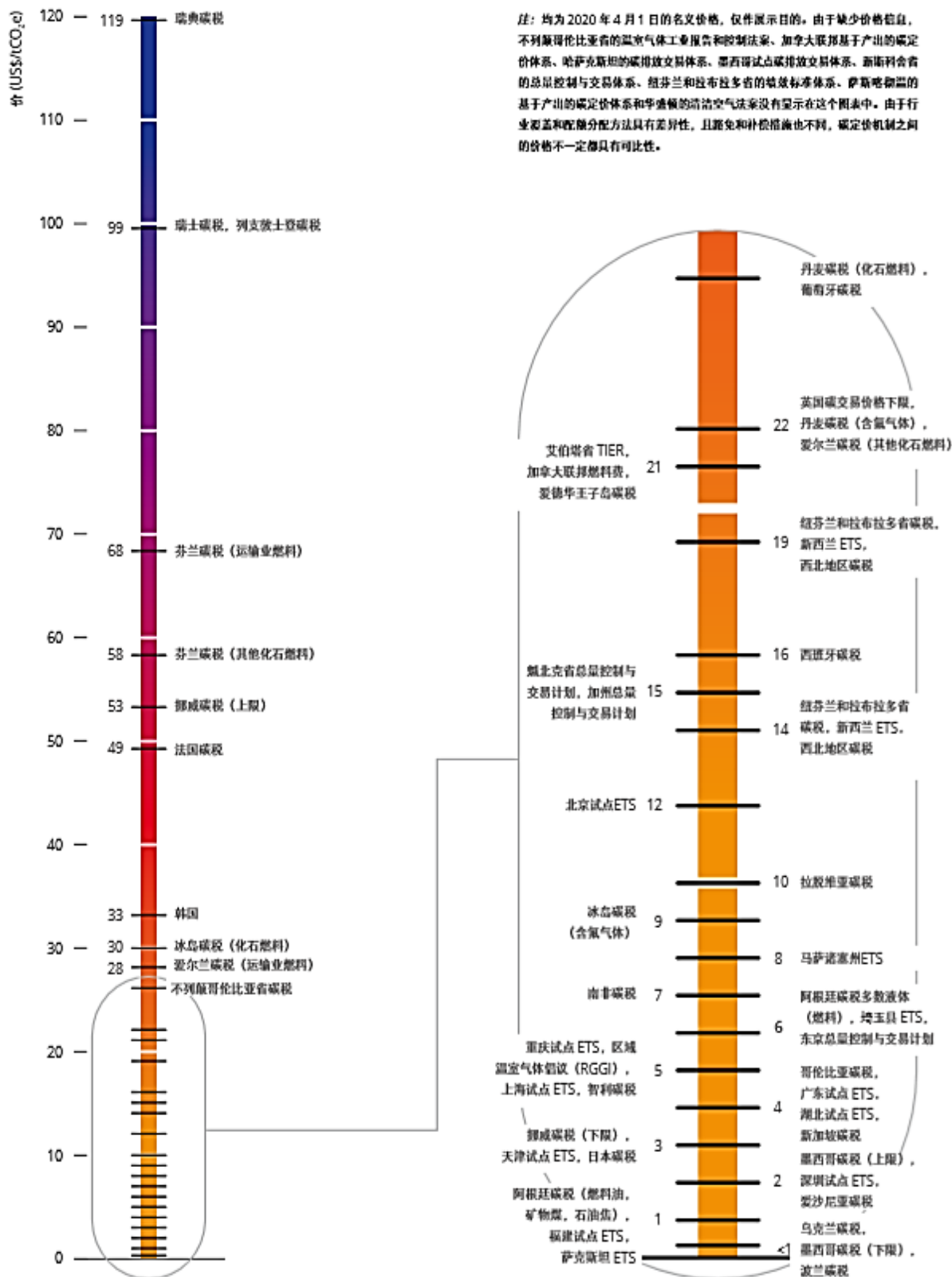
表 1：碳定价机制形式及解读

| 碳定价机制形式 | 形式解读 |
|-----------------|---|
| 碳税 | 明确规定碳价格的各类税收形式 |
| 碳排放交易市场（ETS） | <p>为排放者设定排放限额，允许通过交易排放配额的方式进行履约。ETS 有两种主要形式：总量控制和交易型，以及基准线和信用交易型。</p> <p>总量控制和交易型，是政府为某个特定经济领域设定排放总量限额，排放单位可以用于拍卖或配额发放，受约束实体每排放一吨二氧化碳温室气体，需上缴一个排放单位。实体可自行选择将政府发放的配额用于自身减排义务抵消或进行交易。</p> <p>基准线和信用交易型，是政府为受约束实体设立排放基准线，当排放量超过基准线时，实体需上缴碳信用以抵消排放；当排放量减至基准线以下时，实体可以获得碳信用出售给有需要的其他排放者</p> |
| 碳信用机制 | 碳信用机制是额外于常规情景、自愿进行减排的企业可交易的排放单位。它与 ETS 的区别在于，ETS 下的减排是出于强制义务。然而，如果政策制定者允许，碳信用机制所签发的减排单位也可用于碳税抵扣或 ETS 交易 |
| 基于结果的气候金融（RBCF） | 投资方在受资方完成项目开展前约定的气候目标时进行付款。非履约类自愿型碳信用采购是基于结果的气候金融的一种实施形式 |
| 内部碳定价 | 是指机构在内部政策分析中为温室气体排放赋予财务价值以促使将气候因素纳入决策考量之中 |

资料来源：世界银行《碳定价机制发展现状与未来趋势 2020》、天风证券研究所

各国在不同的碳定价机制下，形成了不同的碳价，瑞典的碳税最高为 119 美元/吨，大部分国家和区域碳价水平在 28 美元/吨之下。据 IMF 估算，截至 2019 年 12 月，全球的碳价水平仅为 2 美元/吨。碳价水平在不断提高，但是仍低于实现《巴黎协定》目标所需水平。据碳价格高级别委员会 2017 年的估计，要实现以高成本效益方式减少碳排放，碳价在 2020 年前至少需要达到 40-80 美元/吨二氧化碳，2023 年前达到 50-100 美元/吨，可以看到只有不到 5%的价格在这个范围内，约有一半的排放量价格低于 10 美元/吨。

图 1：全球已实施碳定价机制的碳价水平

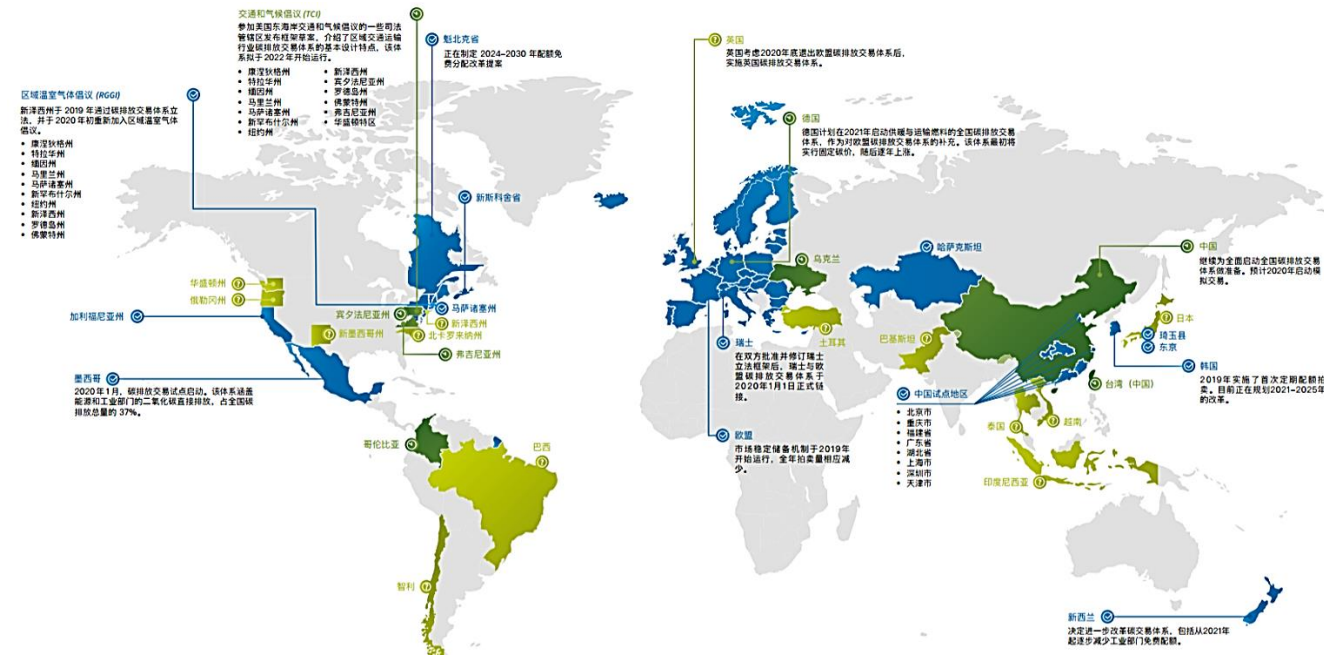


资料来源：世界银行《碳定价机制发展现状与未来趋势 2020》、天风证券研究所

1.1.1. 各国碳交易机制最新进展

截至 2020 年末，有 21 个系统实施了有效的 ETS，其他包括中国在内的九个司法管辖区正在建立其在未来几年内的统一运作系统，德国、哥伦比亚和智利等 15 个司法管辖区也在考虑中。

图 2：全球碳排放交易市场



资料来源：ICAP、天风证券研究所

为了应对全球变暖，全球已经有二十多个国家地区建立了碳排放交易市场，其中主要碳交易市场包括欧盟、中国、美国加州、新西兰、瑞士等，欧洲是世界上规模最大、制度最为完善、纳入企业最多的碳交易市场。下表是各个地区、国家碳定价机制最新进展状况：

表 2：国家/地区碳交易机制最新进展

| 区域 | 国家/地区 | 碳排放交易进展 |
|-------|-------|---|
| 欧洲和中亚 | 欧盟 | 2019 年 1 月 1 日, 市场稳定储备机制 (MSR) 开始运行, 旨在解决配额供需失衡问题。从 2023 年起, MSR 将为持有配额设定上限, 即不得高于上一年拍卖配额的总量。MSR 的引入使 2019 年配额价格得以稳定在 27 美元/吨的水平。 |
| | 瑞典 | 为实现 2045 年净零排放目标, 瑞典自 2019 年 8 月 1 日起取消或降低碳税豁免, 废除采矿用柴油碳税豁免。对于 EU ETS 覆盖的热电联产设施中用于发热的燃料, 其免税额将从 89% 降至 9%。对于未覆盖的供热设施, 瑞典将按 2020 年 119 美元/吨二氧化碳当量的全额税率施加碳税。 |
| | 瑞士 | 2020 年 1 月 1 日, 瑞士与 EU ETS 实现链接, 但两个市场的配额拍卖仍分别单独进行。链接前后, 瑞士碳市场的碳价上涨, 2019 年从 8 美元/吨二氧化碳当量增长至 19 美元/吨。 |
| | 奥地利 | 2020 年 1 月 2 日, 政府公布了国家气候计划, 宣称将致力在 2040 年前实现碳中和目标。该计划将为 EU ETS 未覆盖到的运输和建筑产业引入碳定价机制。 |
| | 德国 | 《燃料排放交易法》规定自 2021 年 1 月 1 日起为燃料供应商的排放定价, 为现 EU ETS 未覆盖到的供热和道路运输部门建立国内碳排放交易体系, 2021-2025 年间配额将以固定价格交易, 并计划从 2021 年的 27 美元/吨上涨至 2025 年的 60 美元/吨。2026 年起, 配额可在 60 美元/吨到 71 美元/吨的价格区间内进行拍卖。 |
| | 乌克兰 | 2019 年 12 月 12 日, 乌克兰政府通过了 MRV 框架法。2020 年春季, 要求大型工业装置从 2021 年 1 月 1 日起监测排放量。 |
| | 英国 | 英国确认从 2021 年 1 月起实施碳排放交易体系, 不再受欧盟覆盖。 |
| | 冰岛 | 2020 年 1 月 1 日, 冰岛将碳税税率提高 10%, 增至约 30 美元/吨二氧化碳当量。此外, 冰岛自 2020 年 1 月 1 日起对氟化温室气体施加 18 美元/吨的附加税率。附加税率计划 |

| | | |
|------------|---------|---|
| | | 分两步实行，在 2020 年，公司只需以 50% 的税率缴纳，从 2021 年起以 100% 的税率缴纳。 |
| | 爱尔兰（英国） | 爱尔兰政府在气候行动计划中宣称要使 2030 年前碳税达到 87 美元/吨二氧化碳当量。过去一年，爱尔兰碳税增加了 7 美元/吨二氧化碳，达到了 29 美元/吨的水平。2019 年 10 月 9 日上调的运输燃料碳价将在 2020 年 5 月 1 日起同样适用于其他燃料。 |
| | 荷兰 | 2019 年 6 月，政府出台了《国家气候协定》，内容包括支持进一步加强 EU ETS，以及建立全国碳定价机制的两条措施。2020 年设立的初始碳价下限为 13 美元/吨二氧化碳当量，到 2030 年会逐渐增长至 35 美元/吨。根据《协定》，政府宣布 2021 年开始征收工业碳税，可能从 33 美元/吨起征，并逐步上涨到 2030 年的 137 - 164 美元/吨。只有在排放量超过基准值时，相关设施才将被征收碳税。 |
| | 葡萄牙 | 政府正逐步取消某些化石燃料的碳税豁免，2020 年葡萄牙全额碳税税率从 13 美元/吨增至 26 美元/吨。对于本国受 EU ETS 约束的燃煤发电和热电联产设施，葡萄牙在为其计算 2020 年碳税时，是基于全额碳税税率和目标碳价（25 欧元/吨）之间差价的 50% 设定的，这就导致这些设施在欧盟碳排放交易体系碳价之外，还需额外承担 1 美元/吨二氧化碳当量的排放成本。对于 EU ETS 覆盖范围之外的排放设施，政府从 2020 年起将分别按石油 25% 和天然气 10% 的碳税税率对相关发电设施进行征税。 |
| | 挪威 | 挪威将碳税全额税率从 2019 年的 49 美元/吨提高到 2020 年的 53 美元/吨。受新冠疫情影响，决定从 2020 年 4 月 1 日起恢复对天然气和液化石油气的碳税豁免，取而代之以每年 25% 的幅度在 2021 年至 2024 年间逐步取消碳税豁免。从 2020 年 1 月 1 日起，政府取消了对渔船燃料的碳税豁免。 |
| | 卢森堡 | 卢森堡宣布计划在 2021 年征收 22 美元/吨二氧化碳当量的碳税，使 EU ETS 未覆盖行业的温室气体排放水平与 2005 年相比降低 55%。卢森堡碳税计划在 2022 年提高到 27 美元/吨，2023 年提高到 33 美元/吨。 |
| | 黑山 | 2019 年 12 月，黑山通过了《气候变化负面影响防护法》，引入电力与工业部门温室气体限排监管框架。2020 年 2 月 6 日通过了碳排放交易机制运作的法规，设定 26 美元/吨二氧化碳当量的拍卖价格底线；以及将未拍卖配额储备用以稳定市场。碳排放交易机制启动日期尚未公布。 |
| 北美 | 加拿大 | 自 2019 年起，加拿大要求各省和地区必须发展地区碳定价机制。要么参照联邦基准，要么直接使用联邦后备碳定价机制。联邦后备碳定价机制主要包括两部分：（1）化石燃料监管费从 2019 年的 14 美元/吨起征，每年增加 7 美元/吨，直到 2022 年达到 35 美元/吨；（2）一套基于产出的定价系统（OBPS），为发电及更多工业活动设定排放强度标准。OBPS 适用于辖区内每年排放 5 万吨以上二氧化碳当量的设施或任何符合条件自愿参与的设施。这两部分可以共同实施，也可以分开实施。OBPS 实体也可用符合条件的碳信用抵消其排放。 |
| | 美国 | 交通与气候倡议（TCI）的成员州为运输领域汽油和柴油燃烧产生的碳排放设计了一套区域排放交易机制，该机制最早可能于 2022 年启动。区域温室气体倡议（RGGI）成员地区于 2019 年通过“2020 年后总量控制与交易规则”，新规则收紧了限额。 |
| 拉丁美洲和加勒比地区 | 墨西哥 | 墨西哥碳排放权交易试点分两阶段进行。2020 年 1 月 1 日，第一阶段正式开始运转，覆盖电力、石油、天然气以及工业部门，涉及全国温室气体排放总量的 40% 左右。墨西哥碳排放交易机制与其碳税机制同步运作，碳税机制覆盖了所有产业的二氧化碳排放。碳排放交易机制将以试点方式启动，实体在 2016 年 - 2019 年间任意时间，或试点开始后任意时间，直接二氧化碳年排放当量等于或大于 10 万吨，便将被纳入试点排放交易机制。试点第一阶段共计三年时间，2020 年和 2021 年是系统测试阶段，2022 年是向全面运转的过渡阶段。第二阶段即全面运转阶段计划于 2023 年实施。 |
| | 巴西 | 2019 年 12 月 23 日，来自政府、私营部门、国际组织的与会者们“承诺加快研究建立一套基于国家温室气体排放交易的碳定价体系”。 |
| | 智利 | 智利于 2020 年 2 月 24 日颁布碳税修正案，任何排放量高于 2.5 万吨二氧化碳的设施 |

或年空气颗粒物排放高于 100 吨的设施都需缴纳碳税。2020 年智利碳税税率仍保持在 5 美元/吨的水平。

| | | |
|------|-------|--|
| 亚太地区 | 韩国 | 2018 年 1 月 1 日韩国碳排放交易体系第二阶段开启后，于 2019 年初举行了首次定期拍卖，于 2019 年 5 月宣布配额储存限额，并限制了总的借贷活动水平。自 2020 年初以来，碳价一直维持在 33 美元/吨，较上年上涨了 50%。2019 年 10 月，政府采用更严格的碳排放交易上限，以及 40%到 70%的基准提升，拍卖额度也将 3%增加到至少 10%。2020 年后，还将允许一定限额的国际碳补偿。 |
| | 印度尼西亚 | 印度尼西亚正考虑为国内电力和工业部门建立碳排放交易体系，计划首先在电力产业开展自愿碳排放交易，随后建立强制性的全国碳排放交易体系。 |
| 非洲 | 南非 | 南非的碳税于 2019 年 6 月 1 日生效。第一阶段为 2019 - 2022 年，下一阶段计划在 2022 年之后。2020 年的碳税税率将达到 7 美元/吨二氧化碳当量，在 2022 年之前，每年将以当年通胀水平+2%的幅度上涨，2022 年之后只根据通胀水平进行调整。工业、电力、建筑和运输领域均适用该碳税，不考虑化石燃料的使用情况。豁免和抵消因行业而异。 |
| 大洋洲 | 澳大利亚 | 2020 年 2 月，澳大利亚政府为减排基金（ERF）保障机制发布了默认排放强度值，为受约束设施在计算减排量基准时提供了一项简化的解决方案 |
| | 新西兰 | 2019 年 7 月 31 日，新西兰政府宣布加强碳排放交易机制的最终决议，括逐步取消工业部门免费配额。政府计划 2021 至 2030 年间每年至少减少 1%的免费配额。2031 至 2040 年间每年减少 2%，2041 至 2050 年间，每年减少 3%。 |

资料来源：世界银行《2020 年碳定价与趋势》、天风证券研究所

1.1.2. 中国碳交易体系

1.1.2.1. 前期试点

2011-2017, 试点阶段进行碳配额交易, 交易品种为地方配额现货和中国核证减排量(ccer) 现货, 以地方配额为主导。2011 年起, 先后在北京市、天津市、上海市、重庆市、广东省、湖北省、深圳市、福建省启动 8 个碳交易试点。

表 3: 试点地区持续拓展和完善交易体系

| 试点地区 | 最新进展 |
|------|---|
| 北京市 | 调整了发电企业基准值，以提高严格性，并于 2020 年 3 月 16 日发布通知，要求 14 家航空公司提交排放数据，预示了将其纳入北京碳排放交易试点的可能性。 |
| 广东省 | 2019 年 11 月发布的 2019 年配额计划将配额拍卖规模从 200 万吨二氧化碳扩大至 500 万吨。同时，该计划将基准设定 44 扩大至热电联产领域，并对钢铁、电力、水泥、造纸和民航等行业的基准进行了进一步完善。 |
| 湖北省 | 2018 年配额方案于 2019 年 7 月出台，实行了更为严格的配额规则，将覆盖范围扩大到供水领域，并将供热和热电联产的配额方式从基准法改为按历史排放强度分配 |
| 天津市 | 碳排放交易试点开始配额拍卖并将覆盖范围扩大到建材、造纸、航空等行业的企业。重庆试点方面，配额价格增长了 10 倍，从将近 1 美元/吨二氧化碳当量涨到了 5 美元/吨二氧化碳当量，原因是排放上限折减系数的提高。 |
| 深圳市 | 受生产增加和配额余量减少的影响，深圳试点的配额价格从近 1 美元/吨二氧化碳涨到了 2 美元/吨二氧化碳当量 |

资料来源：世界银行《碳定价机制发展现状与未来趋势 2020》、天风证券研究所

碳市场中的碳价为市场中各类碳权交易品种的价格，碳市场主要分为一级市场和二级市场。一级市场是碳排放权的发行市场，除重庆使用企业申报制度，其他试点多采用基准线法、历史法或历史强度法免费分配配额；广东将竞拍有偿发放作为固定的配额发放形式，交易系统将参与者的报价按价格优先、时间优先的原则排序后逐笔成交直至达到发放总量。广东为基于前三个月的配额挂牌点选加权成交价设置政策保留价，当申报价高于政策保留价的申报总量小于当期发放总量时，所有申报均不成交。

表 4：碳市场交易规则

| 碳市场 | 一级市场 | 二级市场 |
|-----------|--|--|
| | 碳排放权的发行市场 | 碳排放权的流通市场 |
| | 政府的发行定价或拍卖价格为一级市场中的碳价水平 | 市场主体在二级市场中搜寻对手方、发现价格并进行清算 |
| 二级市场细分 | 场内交易 | 场外交易 |
| | 经授权的交易所进行的碳资产交易，交易具有固定场所、交易时间和公开透明的交易规则，是一种规范化、有组织的交易形式 | 又称为柜台交易，指交易所以外进行的各种碳资产交易活动 |
| 交易价格确定方式 | 主要通过竞价方式确定，是目前国内碳市场的主流交易方式，由市场参与者通过交易所的交易系统进行发布买卖意向，交易系统根据交易规则，将买卖意向进行匹配 | 由交易双方直接协商确定 |
| 是否计入交易所行情 | 结果会计入当天交易所的行情 | 协议转让的成交不计入当日碳交易所行情 |
| 是否有交易价格限制 | 各交易所均对成交价进行涨跌幅限制。广东、深圳、上海、湖北、天津、重庆对于价格涨跌幅限制在基准价 10% 区间内，北京限制在 20% 区间内 | 场外价格浮动空间大。广东、深圳、上海、湖北、重庆的协议成交价涨跌幅应在基准价正负 30%；区间内，上海对于超过 50 万吨的交易没有价格限制。北京对于协议转让没有成交价格的限制 |
| 交易特点 | 需向交易所支付佣金，交易成本较高，且受场内价格涨跌幅限制，议价空间较小 | 场外价格浮动空间大；场外交易的碳价水平通常会低于场内 |

资料来源：能源基金会《中国碳定价顶层设计的经济学分析》、天风证券研究所

1.1.2.2. 全国统一碳排放交易体系

根据 2021 年 1 月 5 日公布的碳排放权交易管理办法（试行），全国碳排放权交易市场的交易产品为碳排放配额，生态环境部可以根据国家有关规定适时增加其他交易产品；碳排放权交易应当通过全国碳排放权交易系统，可以采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定的方式。重点排放单位每年可以使用国家核证自愿减排量抵消碳排放配额的清缴，比例不得超过应清缴碳排放配额的 5%，同时用于抵消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。

表 5：全国碳市场发展状况和未来动向

| | 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（征求意见稿）》，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% 的经核查排放量。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：《2020 中国碳价调查》、天风证券研究所

1.1.3. 碳价分析

各个碳排放权交易体系碳价差别较大，从 ICAP 中选取 2020 年 12 月份碳均价来看，**欧盟排放交易体系的碳价格在 37.65 美元/吨，处于较高水平；而中国碳排放交易各试点碳价格差异较大，碳价总体处在较低水平，福建价格最低为 1.36 美元/吨，北京价格最高为 11.58 美元/吨。**

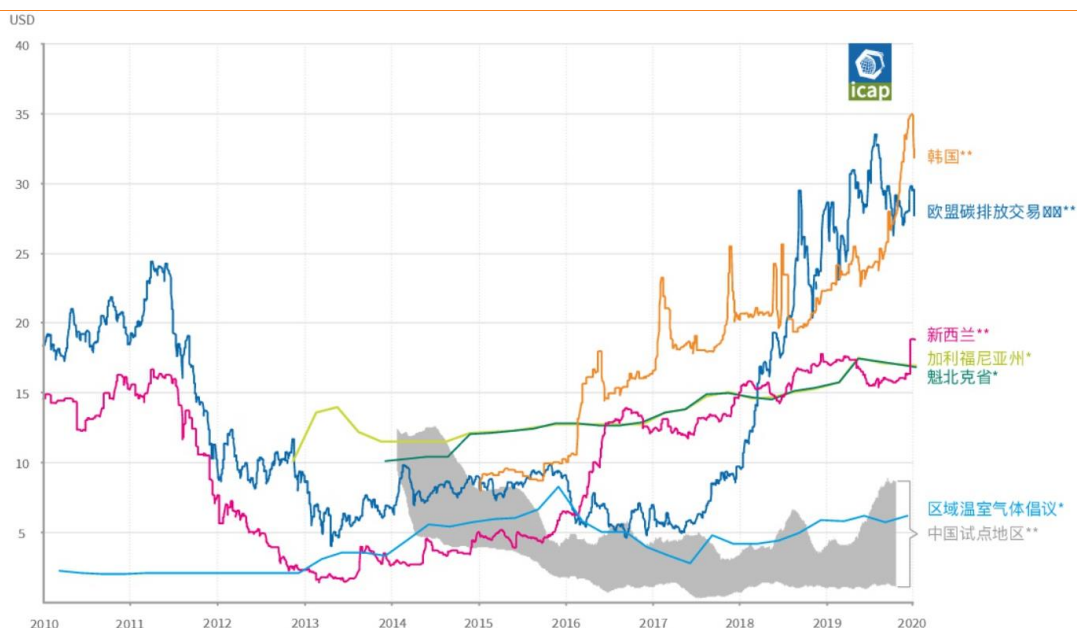
表 6：全球各碳排放权交易体系最新碳价

| 体系名称 | 价格/吨二氧化碳当量 | 价格类型 | 日期 |
|----------------------|-------------------------|------|------------|
| 加利福尼亚- 魁北克碳排放交易体系 | 美元 16.93* | 拍卖价 | 17.11.2020 |
| 中国碳排放交易试点： | | 现货价格 | 17.12.2020 |
| - 北京 | 人民币 75.68 (美元 11.58)** | | 17.12.2020 |
| - 重庆 | 人民币 23.64 (美元 3.62)** | | 17.12.2020 |
| - 广东 | 人民币 28.45 (美元 4.35)** | | 17.12.2020 |
| - 上海 | 人民币 41.50 (美元 6.35)** | | 17.12.2020 |
| - 湖北 | 人民币 27.75 (美元 4.24)** | | 17.12.2020 |
| - 深圳 | 人民币 23.28 (美元 3.56)** | | 17.12.2020 |
| - 天津 | 人民币 25.00 (美元 3.82)** | | 17.12.2020 |
| - 福建 | 人民币 8.87 (美元 1.36)** | | 17.12.2020 |
| 欧盟排放交易体系 (EU ETS) | 欧元 30.92 (美元 37.65)* | 现货价格 | 14.12.2020 |
| 韩国 | 韩元 30,500 (美元 27.89)** | 现货价格 | 18.12.2020 |
| 新西兰 | 新西兰元 37.60 (美元 26.68)** | 现货价格 | 17.12.2020 |
| 区域温室气体减排行动 (RGGI) | 美元 7.41 * | 拍卖价 | 02.12.2020 |
| 瑞士 | 欧元 26.50 (美元 32.27)* | 拍卖价 | 09.12.2020 |

资料来源：ICAP、天风证券研究所 Note：拍卖价格（以*号标记），现货价格（以**号标记）

中国试点地区碳价和欧盟排放交易体系的碳价差异非常大，达到了 20 美元/吨以上。可以从下图价格走势中看到，欧盟交易体系碳价在 2013-2018 年处于一个较低水平，在 2018 年后快速上涨，在 2019 年之后稳定在 25 美元/吨的水平之上。这主要得益于欧盟碳排放体系的不断改革，核心改革措施有：允许上一阶段未使用的配额转至下一阶段，跨期使用；由初期以免费方式进行配额分配逐步过渡到拍卖分配；2019 年 1 月启动市场稳定储备机制（MRS）。欧盟不同阶段的改革措施使得碳配额供给持续收紧，允许配额自上而下的跨期使用以及建立 MRS 市场稳定储备机制，有效地保证了碳配额供给的稳定，从而有效地提升并稳定了碳价水平。

图 3：碳配额价格走势



资料来源：ICAP、天风证券研究所

根据能源基金会的中国碳定价经济学分析，碳市场中的碳价由市场供需关系、交易成本和长期碳价预期决定。理论上来看，碳价的形成取决于市场供需关系中不同企业的配额需求和减排成本。均衡碳价为减排成本不同的控排企业在达到边际减排成本相同时的均衡点，与配额分配直接相关。现实情况下，碳价水平还受政策干预、长期预期、资金流动、履约周期等多种因素的影响，往往难以实现理论上的均衡价格，并且呈现出持续波动的价格特征。

我们认为中国主要是配额供给过多，配额需求不足，导致碳价水平较低。根据生态环境部《2019-2020年全国碳排放交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》，明确对2019-2020年实行完全免费分配，并对最高配额清缴义务进行了详细说明，其中重点排放单位最多只需缴纳已获得的免费配额量加20%经核查排放量，燃气机组最多只需要缴纳已获得的免费配额量。可见在全国碳排放交易体系建设初期，碳配额宽松，甚至盈余，减排企业对于碳配额需求不足，碳价处于较低水平，市场交易不活跃。

中国缺乏完善地市场稳定储备机制。只有适度从紧的配额总量，才能让碳市场更具流动性一旦价格过度下跌，碳价无法真实反映出边际减排成本，碳交易就失去促进企业减排的作用。因此，应借鉴欧盟碳市场碳金融产品和服务的经验，积极有序的开展碳金融产品创新，尤其应在条件成熟时建立碳期货市场，增强碳市场的价格发现功能，提供合理的价格预期，为金融机构进行产品的决策和开发提供参考。

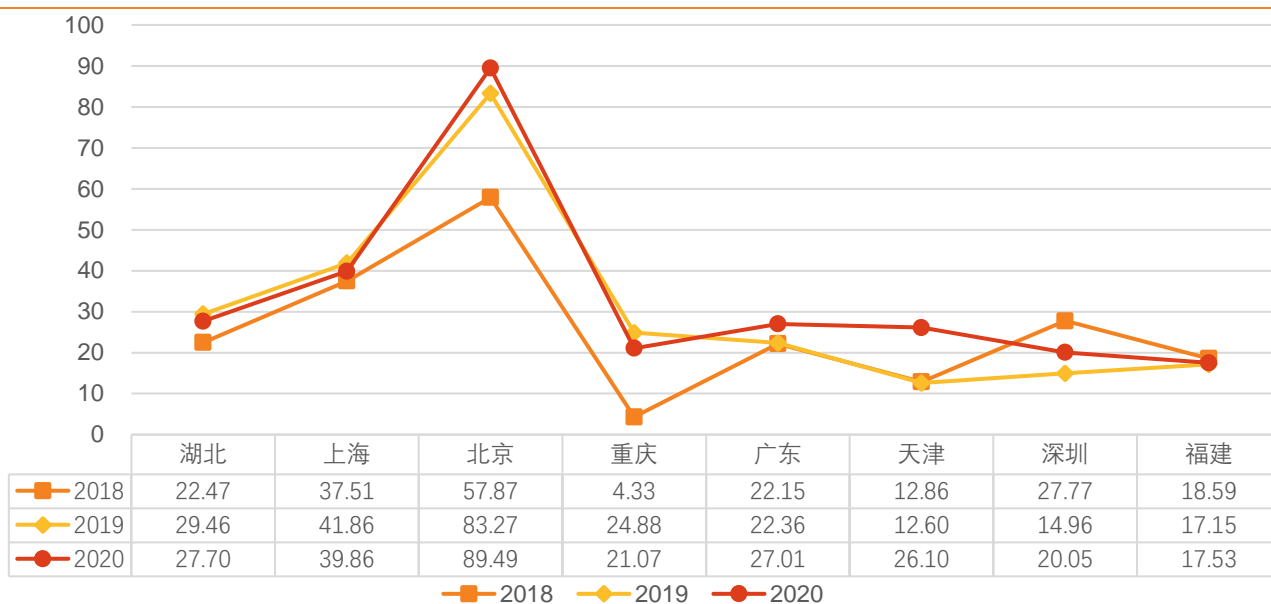
2. 国内碳市场交易情况

2.1. 各试点交易额普遍升高且更平稳

由图可看出，自2018年起，各试点碳市场的成交均价普遍升高。北京、重庆和天津是增长幅度最大的三个试点。其中北京是碳价增长最快的，由2018年的57.87元/吨，到2020年的89.49元/吨，增长了54%。近年来北京的碳价在所有试点当中一直是遥遥领先的，甚至在2020年8月20日达到了102.96元/吨。其次是重庆，由4.33元/吨到21.07元/吨，整整超过三倍。天津增长了超过两倍。其他试点地区，均有一定幅度的增长。北京和广东试点引入了更严格的配额总量设定和分配制度，引入不断下降的控排系数。广东碳市场将有偿分配的配额数量从200万吨提高到500万吨，这有助于形成更合理的碳价。

总体而言，2020年各试点市场的碳价波动较为平稳。除北京外的其余碳市场碳价相比于2019和2018年更集中，且波动相对更小，碳价全年保持相对平稳。北京的日均成交价最高点突破100元/吨，最低点也高于60元/吨，而其余碳市场的碳价未突破50元/吨，仅上海于2020年3月出现了49.93元/吨的较高碳价。

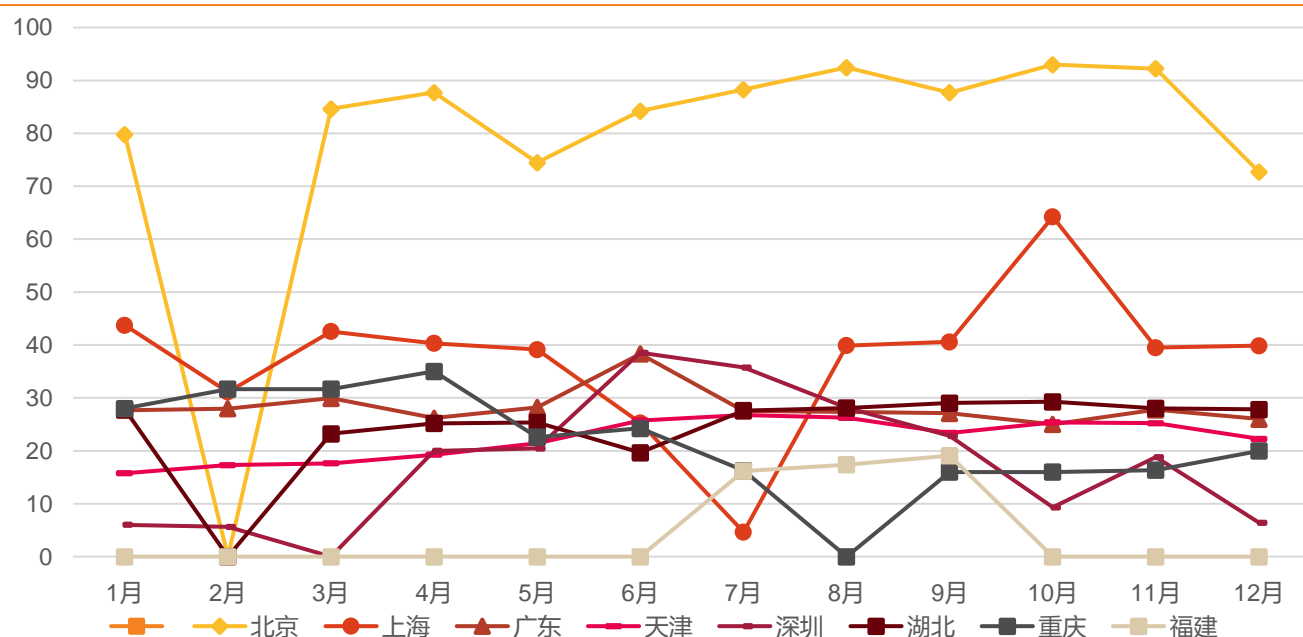
图 4：2018-2020 年各试点成交均价（单位：元）



资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

碳价格受包括经济因素、配额分配、供求关系等多方面因素影响，宏观经济决定了控排企业的实际排放量，进而决定对配额的需求，所以经济因素是影响碳交易价格的重要因素。经济下行、产能过剩、结构调整都会使试点地区纳入的控排企业产量下降，排放减少，造成原本就宽松的配额总量进一步过剩，加剧碳价格的下跌。理论上碳价格是由配额供给和需求相互作用形成的均衡价格，此均衡价格等于企业的边际减排成本，实际的成交价格围绕此均衡价格上下波动，均衡价格引导企业的中长期投资决策和行为。配额供给增加，需求不变时，均衡价格下降，减排收益减少，不利于促进减排，反之则反；配额需求增加，供给不变时，均衡价格上升，减排收益增加，有利于促进减排，反之则反。因此，要发挥价格的引导作用，实现市场的激励机制，就要从紧配额供给，增加市场需求。

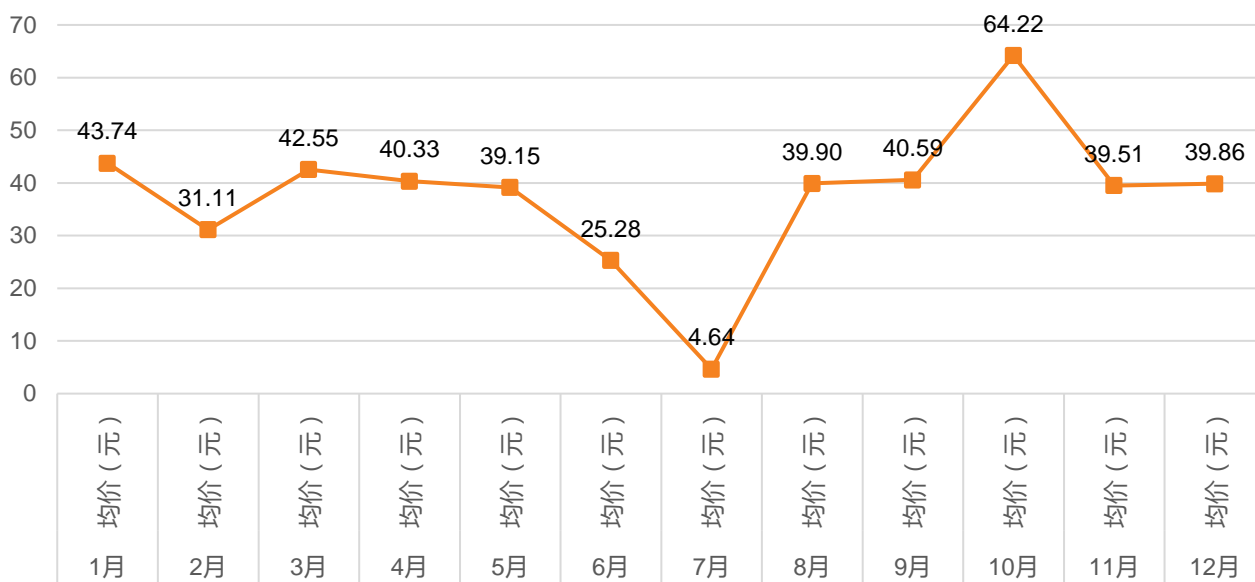
图 5：2020 年各试点月度成交均价（单位：元）



资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

从 2020 年 3 月起，北京、湖北的碳价格逐渐趋于平稳。由图可看出，由于 2020 年 2 月的疫情影响，导致北京、上海和湖北的碳价有着明显的下降，由于湖北和北京属于疫情较为严重的地区，均通过封城来减缓疫情传播，导致大多数企业被迫居家办公和个别公司的倒闭，各个企业对碳配额的需求量大大减少，碳价成断崖式下跌。北京和湖北在二月的成交额与成交量均为 0。天津和广东两个试点在 2020 年的碳价格相对稳定，上海、重庆、深圳和福建四个试点都有着相对比较大的碳价波动。

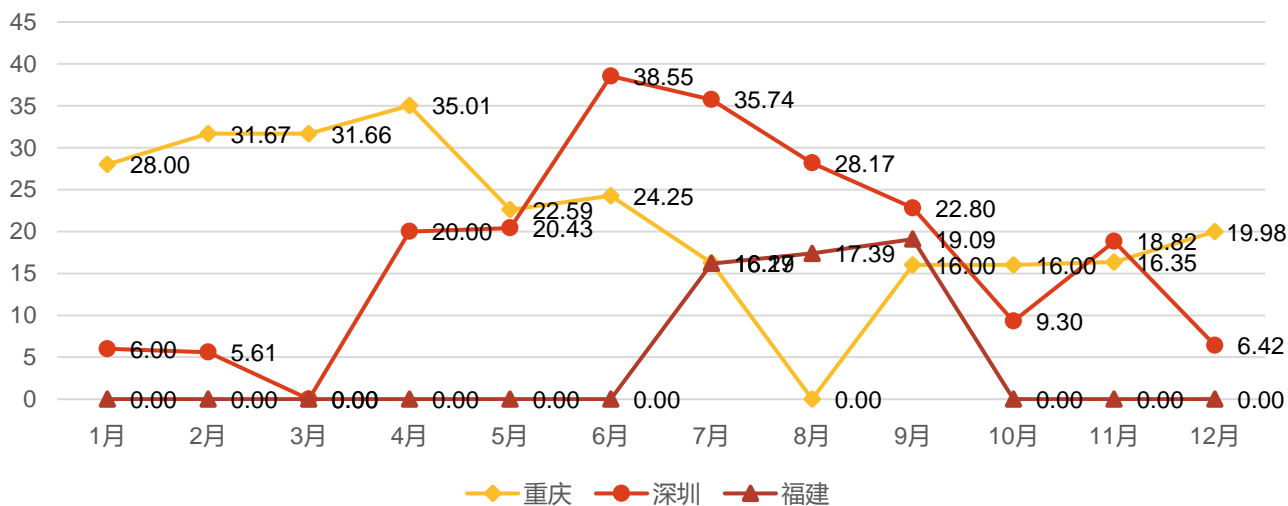
图 6：2020 上海月度均价（单位：元）



资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

上海的碳价格波动，在所有试点中是最大的。从 2020 年二月到七月，上海的碳交易均价由 31.11 元/吨，下降到全年最低的 4.64 元/吨。从七月到十月，由 4.64 元/吨增长到全年最高的 64.22 元/吨。在六月到七月出现了单月最大降幅 20.64 元/吨，随后在七月到八月出现了单月最大增幅 35.26 元/吨。

图 7：重庆、深圳、福建均价 单位：(元)



资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

重庆、深圳和福建三个试点当中，波动最大的是深圳，三月到四月出现了 20 元/吨的单月增幅，其次是福建的 16.29 元/吨和重庆的 16 元/吨。最大单月降幅为福建九到十月的 19.09 元/吨。对于福建来说，全年的碳交易成交量都集中在 7、8、9 三个月之中，其余月份的成交量均为 0。

2.2. 试点碳市场总成交量下降，总成交额提升

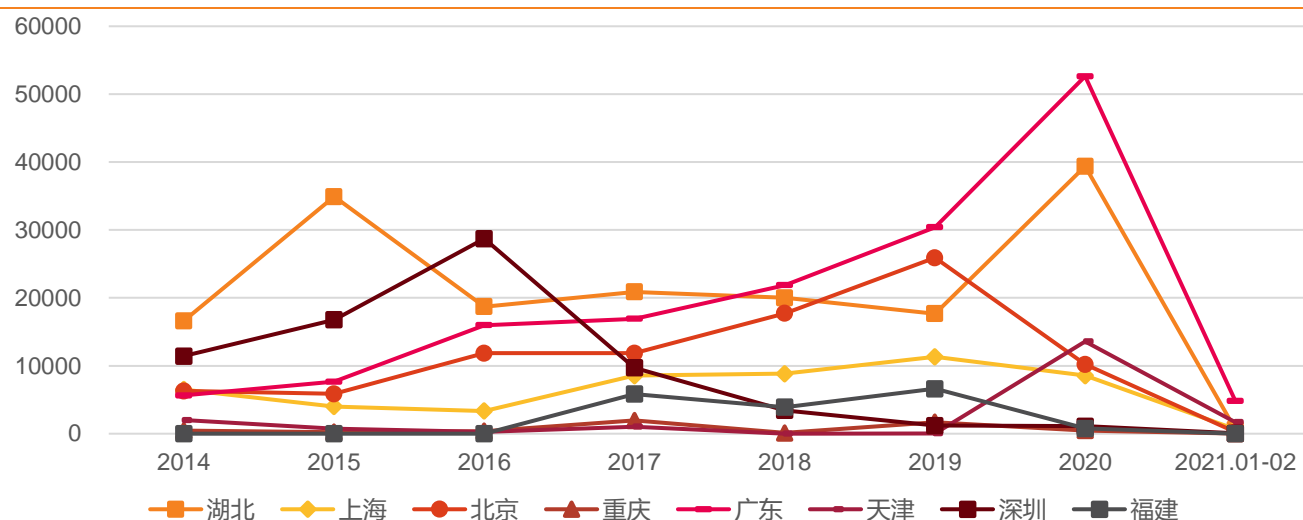
表 7：2018-2020 各试点成交额、成交量、成交均价

| 2020 | 湖北 | 上海 | 北京 | 重庆 | 广东 | 天津 | 深圳 | 福建 |
|---------|----------|----------|----------|---------|----------|----------|---------|---------|
| 成交额（万元） | 39377.64 | 8559.46 | 10198.51 | 462.85 | 52638.18 | 13578.22 | 1105.22 | 763.49 |
| 成交量（万吨） | 1421.62 | 214.72 | 113.96 | 21.97 | 1948.86 | 520.27 | 55.13 | 43.56 |
| 成交均价（元） | 27.70 | 39.86 | 89.49 | 21.07 | 27.01 | 26.10 | 20.05 | 17.53 |
| 2019 | 湖北 | 上海 | 北京 | 重庆 | 广东 | 天津 | 深圳 | 福建 |
| 成交额（万元） | 17680.19 | 11322.47 | 25914.09 | 1693.54 | 30398.33 | 55.17 | 1208.49 | 6628.11 |
| 成交量（万吨） | 600.22 | 270.46 | 311.21 | 68.06 | 1359.64 | 4.38 | 80.78 | 386.53 |
| 成交均价（元） | 29.46 | 41.86 | 83.27 | 24.88 | 22.36 | 12.60 | 14.96 | 17.15 |
| 2018 | 湖北 | 上海 | 北京 | 重庆 | 广东 | 天津 | 深圳 | 福建 |
| 成交额（万元） | 20011.39 | 8840.23 | 17724.15 | 112.77 | 21875.75 | 0.90 | 3445.08 | 3903.48 |
| 成交量（万吨） | 890.76 | 235.70 | 306.30 | 26.06 | 987.50 | 0.07 | 124.06 | 210.00 |
| 成交均价（元） | 22.47 | 37.51 | 57.87 | 4.33 | 22.15 | 12.86 | 27.77 | 18.59 |

资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

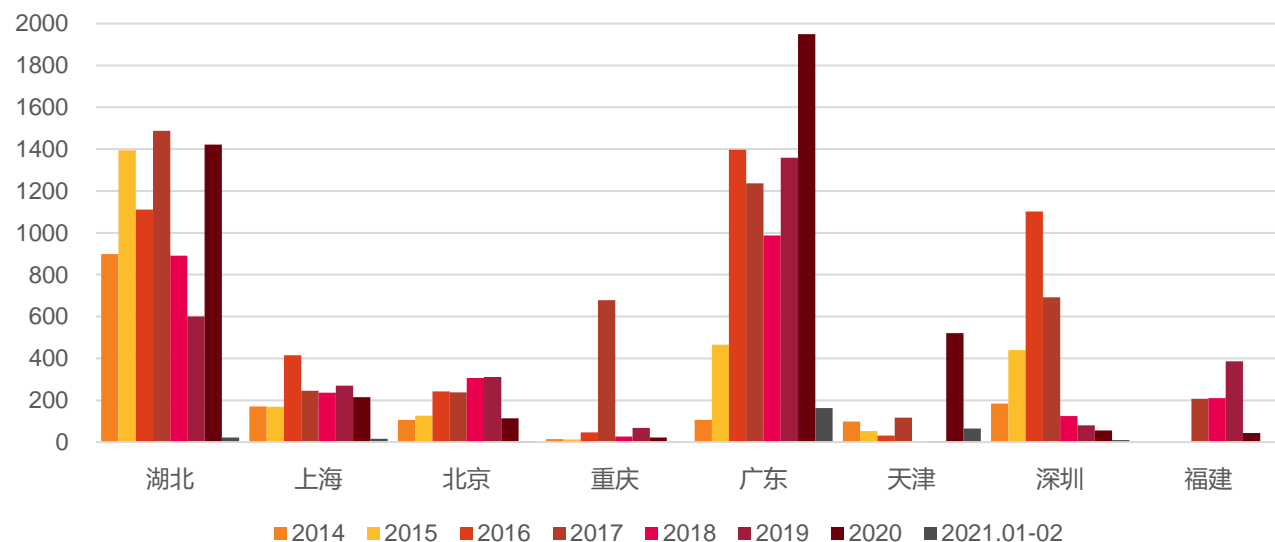
2020 年试点碳市场受新冠疫情等因素影响，成交量相比 2019 年有所降低，但平均成交价格大幅升高，达到 27.48 元/吨，相比 2019 年的 22.30 元/吨上涨 23%。八省市全年的总成交量、总成交额与成交均价如表所示，2020 年累计成交量约 4340.09 万吨二氧化碳当量，同比增加 40.85%，但由于碳价提高，累计成交额达 12.67 亿元人民币，同比增加 33.50%。

图 8：各试点年成交额（单位：万元）



资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

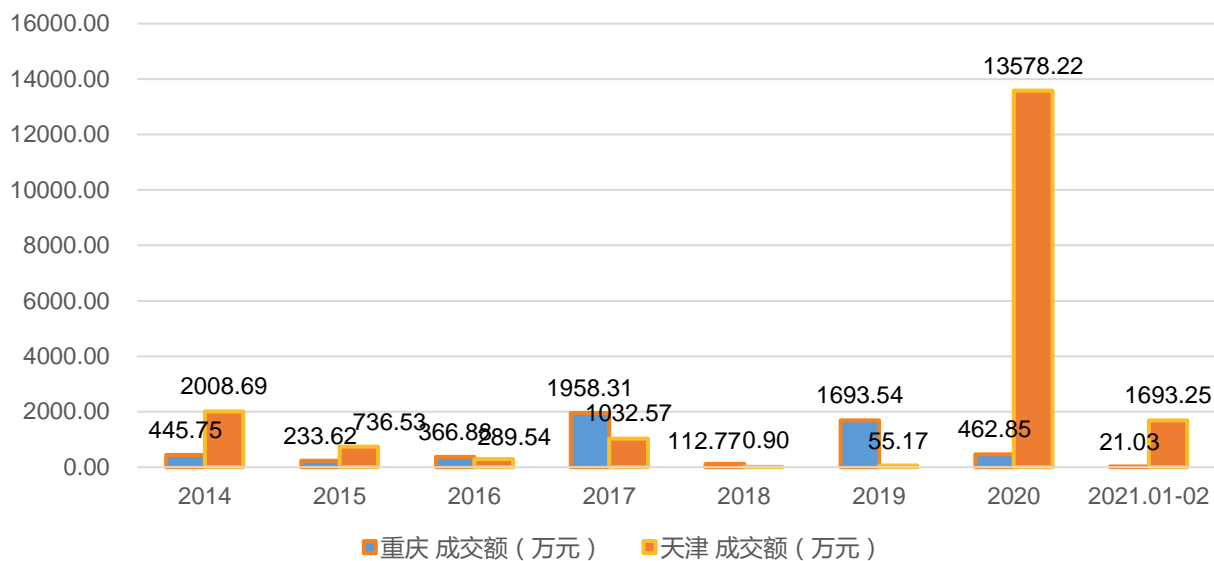
图 9：各试点年成交量（单位：万吨）



资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

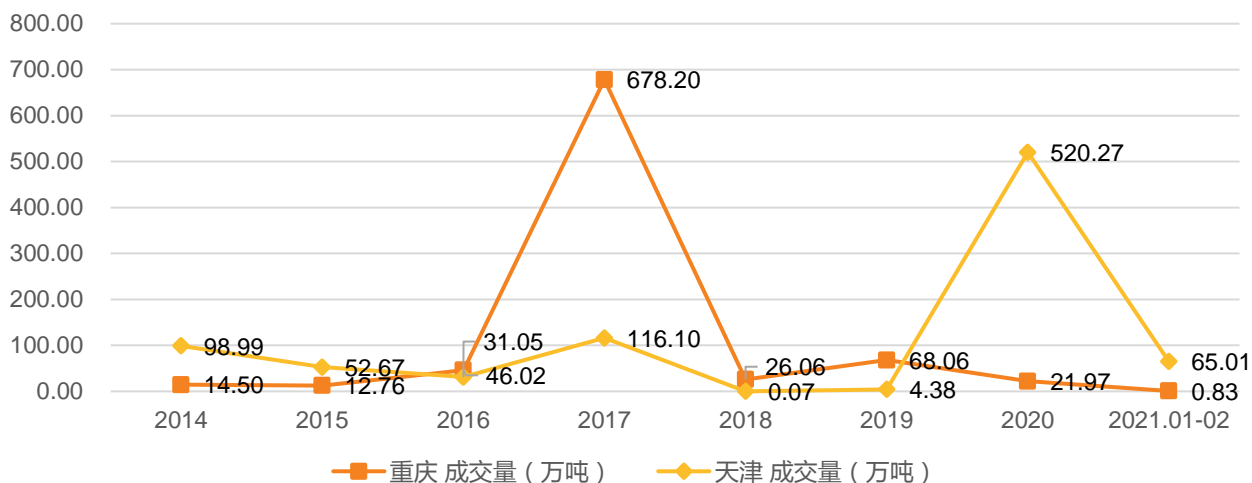
在 8 个试点碳市场中,仅天津、湖北、重庆 3 个碳市场实现了增长,剩余 5 个均出现不同程度的下降。增长绝对值最大的是湖北碳市场,全年成交量超过 1400 万吨,成为继广东之后第二个交易量破千万吨的碳市场。增长相对值最大的是天津碳市场,成交量达到去年的 11 倍,且由于成交均价提高,成交额提高 16 倍,达 1.49 亿元,重庆的成交量、成交额与成交均价都出现了数倍增长,均价突破 20 元/吨,但规模仍远小于其余试点。广东碳市场虽然成交量出现较大幅度下降,但仍是最大的试点碳市场,且成交额与去年基本持平,2020 全年成交约 3211.24 万吨碳配额,相比去年减少超过 1000 万吨,成交额约为 8 亿元,相比去年小幅下降约 4%。

图 10：重庆、天津成交额（单位：万元）



资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

图 11：重庆、天津成交量（单位：万吨）



资料来源：碳 k 线网、天风证券研究所

虽说天津的年成交额从 2018 年的 0.9 万元，到 2020 年的 13587.22 万元，每年都有一定的增长，但是因为天津市在碳排放量的计量标准与其他碳市场有着一定差距，虽然天津与北京同处京津冀协同发展战略所属地区，但由于天津市与北京相比，缺乏首都优势，第三产业较少，在现有的计量标准之下，纳入碳排放减排的企业较少。严重制约着天津碳交易市场的发展。天津碳交易市场中碳排放量的计量问题主要是由于全国性的碳交易市场刚刚建立，缺乏完整的法律法规和统一的碳排放核算标准，同时各个试点推行的核算标准又不尽相同，缺乏借鉴意义。天津碳交易市场中，主要以一级市场为主，缺乏与二级市场的价格联动。市场在碳交易的经济活动中没有起到主导作用，政府管制仍然限制着天津碳交易市场规模的扩大。金融市场的发展尚构不成规模，碳金融市场的创新产品更是匮乏。同时，根据国际上对温室气体排放标准的制定，天津的相当一部分小型企业并没有被纳入排放企业标准中。特别是一些小型的能源消耗企业，这些企业的碳排放量并没有计入总的碳排放量。这些因素导致碳价和成交量均比较低。

对于福建来说，试点的碳交易透明度和积极性极较低，配额严重过量是重庆试点交易冷清

的主要原因。重庆政府只负责总量控制，配额数量由企业自己确定，给企业的自主空间很大，同时按照控排主体历史最高年度排放确定其历史排放的制度使碳市场配额分配过于宽松。

3. 逐年推进，政策助力中国碳交易市场开发

3.1. 各省市出谋划策，促进碳交易市场稳步发展

据统计目前中国共有 8 个省/直辖市出台了碳排放交易相关政策，主要从**加强碳排放管控、完善配额管理、优化碳排放权交易**等方面支持碳交易市场发展。在碳排放管控方面，深圳政府独具匠心，根据企业在碳减排的表现设立奖惩制度，促进产业结构的绿色化建设。

在配额管理方面，各地的**配额基本都以免费或有偿的方式进行发放**。北京政府确定**不超过年度配额总量的 5%**作为调整量用于重点排放单位配额调整及市场调节，调整量包括经审定的碳减排量，而天津政府根据当地的工业情况设定的比例为 10%。相比于其他各地配额基本可结转清算的情况，湖北政府则采用的是“一年一分配，一年一清算”制度，注重配额分配灵活可控，对未经交易的配额进行收回注销，形成市场激励。

碳排放权交易的**交易主体为重点排放单位与其他自愿参与交易的单位**，其中北京、福建、湖北政府虽明确规定了重点排放单位的范围，但是范围各有不同，**广东政府则鼓励引入外地投资者**；交易产品主要是碳排放配额，其中北京、福建、广东、天津、湖北、重庆政府**加入了经审定的碳减排量**，交易平台是各地设立的碳排放权交易所。北京、上海、重庆政府规定采用公开竞价、协议转让以及其他方式进行交易，而湖北政府则遵循**市场主导、政府调节**为辅的市场定价原则进行交易，从而更好地促进市场的发展。

表 8：中国各省市地区碳排放交易政策一览

| 省份 | 时间 | 文件 | 部门 | 具体政策 |
|----|------------|--------------------------------------|---------|--|
| 北京 | 2014.7.3 | 《北京市碳排放权交易管理办法(试行)》 | 北京市人民政府 | 1、碳排放管控与配额管理 (1) 市发展改革委确定不超过年度配额总量的 5%作为调整量用于重点排放单位配额调整及市场调节 (2) 重点排放单位可以用经过审定的碳减排量抵消其部分碳排放量，使用比例不得高于当年排放配额数量的 5%；来源于本市行政区域内重点排放单位固定设施化石燃料燃烧、工业生产过程和制造业协同废弃物处理以及电力消耗所产生的核证自愿减排量不得用于抵消，1 吨当量经审定的碳减排量可抵消 1 吨二氧化碳排放量 2、碳排放权交易（政府引导与市场运作相结合） (1) 交易主体：重点排放单位及其他自愿参与交易的单位 (2) 交易产品包括碳排放配额、经审定的碳减排量等，探索创新碳排放交易相关产品 (3) 交易方式：采用公开竞价、协议转让以及符合国家和本市规定的其他方式 (4) 市财政局安排专项资金，支持配额回购、交易管理等 |
| | 2015.12.28 | 《关于调整<北京市碳排放权交易管理办法(试行)>重点排放单位范围的通知》 | 北京市人民政府 | 重点排放单位范围调整为：本市行政区域内的固定设施和移动设施年二氧化碳直接排放与间接排放总量 5000 吨(含)以上，且在中国境内注册的企业、事业单位、国家机关及其他单位 |
| 福建 | 2016.9.26 | 《福建省人民政府关于印发 | 福建省人民政府 | 基本原则：政府指导，市场调节；先易后难，稳步推进；分类施策，宽紧适度 |

| | | | | |
|----|-----------|-----------------------------------|---------|---|
| | | 福建省碳排放权交易市场建设实施方案的通知》 | | <p>1、实施范围</p> <p>本省行政区域内电力、石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、航空、陶瓷等 9 个工业行业 2013 至 2015 年中任意一年综合能源消费总量达 1 万吨标准煤以上(含)的企业法人或独立核算的单位(以下简称重点排放单位)(2016 年)</p> <p>能源消费总量达 5000 吨标准煤以上(含)的工业企业,以及建筑、交通等行业企业(2017 年及以后)</p> <p>2、搭建交易平台</p> <p>(1)交易主体:纳入碳排放配额管理的重点排放单位,以及其他符合交易规则规定且自愿参与碳排放权交易的公民、法人或者其他组织</p> <p>(2)交易产品:碳排放配额、以林业碳汇为主的核证自愿减排量和本省鼓励探索创新的碳金融产品等碳排放权交易相关产品</p> <p>(3)依托省政府确定的交易机构—海峡股权交易中心建设全省碳排放权交易平台</p> |
| 广东 | 2012.9.7 | 《广东省人民政府关于印发广东省碳排放权交易试点工作实施方案的通知》 | 广东省人民政府 | <p>主要任务:(一)建立碳排放信息报告和核证机制(二)建立碳排放权配额管理机制(三)建立碳排放权交易运作机制(四)开展温室气体自愿减排交易(五)探索建立省际碳排放权交易机制</p> <p>1、交易产品</p> <p>以碳排放权配额为主,即由政府发放给企业等市场主体量化的二氧化碳排放权益额度。经国家或我省备案,基于项目的温室气体自愿减排量作为补充交易产品,并积极探索创新交易产品</p> <p>2、交易主体</p> <p>政府纳入控制碳排放总量的企业(以下简称控排企业),探索引入投资机构和其他市场主体。</p> <p>3、交易平台:广州碳排放权交易所</p> |
| 湖北 | 2013.2.18 | 《湖北省碳排放权交易试点工作实施方案》 | 湖北省人民政府 | <p>(一)明晰规范的市场要素</p> <p>1、交易主体:本省行政区域内 2010 年—2011 年中任何一年年综合能源消费量 6 万吨标准煤及以上的重点工业企业;合法拥有经核证的自愿减排量的法人机构;湖北省碳排放权储备机构;其他符合条件自愿参与碳排放权交易活动的法人机构。</p> <p>2、交易产品(主要针对二氧化碳一种温室气体)主要包括两类:分配给企业的碳排放权配额;在本省行政区域内产生的核证自愿减排量(含森林碳汇)。随着试点的深入纳入其他种类温室气体</p> <p>3、定价机制:遵循市场主导、政府调节为辅的市场定价原则,主要由供需双方采取定价转让和协商议价等方式由市场确定。</p> <p>(二)构建科学的市场运行机制</p> <p>1、实行碳排放总量控制。对纳入全省碳排放权交易试点的企业,合理分配碳排放配额。超额排放的企业必须在碳排放权交易市场购买一定数量的配额和核证减排量,以完成减排任务</p> <p>2、试点期间,配额免费发放给纳入碳排放权交易试点企业。根据试点情况,适时探索配额有偿分配方式</p> <p>3、试点期间,交易产品采取现货交易。交易方式一般采取电子竞价和网络撮合等方式。根据试点情况,探索期货交易模式。</p> <p>4、设计灵活的履约抵消机制。试点企业投资开发产生核证减排量的项目(包含森林碳汇)的核证减排量可用于抵消企业减排任务,同时允许试点企业通过碳排放权交易市场购买包括自愿减排量在内的</p> |

| | | | | |
|----|------------|--------------------------|---------|---|
| | | | | 核证减排量，核证减排量的抵消不得超过初始分配配额的一定比例。 |
| | | | | (三) 搭建有力的交易平台：湖北碳排放权交易中心 |
| | | | | 试点企业通过交易平台购买或出售持有的配额和经核证的减排量，并在每年规定时间内，上缴与经核证的实际排放量相当的配额或核证减排量。 |
| 上海 | 2013.11.18 | 《上海市碳排放管理试行办法》 | 上海市人民政府 | <p>1、配额管理</p> <p>(1) 配额管理对象：年度碳排放量达到规定规模的排放单位以及可申请加入的其他排放单位</p> <p>(2) 分配方式：发改委根据本市碳排放控制目标以及工作部署采取免费或者有偿的方式</p> <p>(3) 纳入配额管理的单位合并的，其配额及相应的权利义务由合并后存续的单位或者新设的单位承继。纳入配额管理的单位分立的，应当依据排放设施的归属，制定合理的配额分拆方案，并报市发展改革部门。其配额及相应的权利义务，由分立后拥有排放设施的单位承继。</p> <p>2、碳排放核查与配额清缴</p> <p>(1) 用于清缴的配额应当为上一年度或者此前年度配额；本单位配额不足以履行清缴义务的，可以通过交易，购买配额用于清缴。配额有结余的，可以在后续年度使用，也可以用于配额交易。</p> <p>(2) 纳入配额管理的单位可以将一定比例的国家核证自愿减排量（CCER）用于配额清缴，每吨国家核证自愿减排量相当于1吨碳排放配额。国家核证自愿减排量的清缴比例由市发展改革部门确定并向社会公布。本市纳入配额管理的单位在其排放边界范围内的国家核证自愿减排量不得用于本市的配额清缴。</p> <p>3、配额交易</p> <p>(1) 本市实行碳排放交易制度，交易标的为碳排放配额，鼓励探索创新碳排放交易相关产品。</p> <p>(2) 碳排放交易平台设在上海环境能源交易所</p> <p>(3) 交易参与方：纳入配额管理的单位以及符合本市碳排放交易规则规定的其他组织和个人</p> <p>(4) 交易方式：公开竞价、协议转让以及符合国家和本市规定的其他方式</p> <p>(5) 交易价格：由交易参与方根据市场供需关系自行确定</p> <p>(6) 本市探索建立跨区域碳排放交易市场，鼓励其他区域企业参与本市碳排放交易</p> |
| 深圳 | 2014.3.19 | 《深圳市碳排放权交易管理暂行办法》 | 深圳市人民政府 | <p>通过给碳排放定价，对碳减排表现好的企业实行经济奖励，不好的进行约束，用经济成本、市场规则促进节能减排，推动整个产业结构走向绿色低碳</p> <p>对管控单位实行精准监控、严格核查。如果发现相关未履约、造假等违规行为，将进行全方面核查，一旦确认违规行为立即执行相应处罚，包括罚款、暂停优惠，甚至列入“黑名单”导致企业将在财务、税收等方面被“一票否决”。良好的管控机制倒逼管控单位积极践行节能减排。</p> |
| 天津 | 2020.6.10 | 《天津市人民政府办公厅关于印发天津市碳排放权交易 | 天津市人民政府 | <p>1、配额管理</p> <p>(1) 配额分配以免费发放为主、以拍卖或固定价格出售等有偿发放为辅。拍卖或固定价格出售仅在交易市场价格出现较大波动需稳定市场价格时使用</p> |

| | | | | |
|----|-----------|-------------------|---------|--|
| | | 管理暂行办法的通知》 | | <p>(2) 纳入企业可使用一定比例的、依据相关规定取得的核证自愿减排量抵消其碳排放量。抵消量不得超出其当年实际碳排放量的 10%。</p> <p>1 单位核证自愿减排量抵消 1 吨二氧化碳排放</p> <p>(3) 纳入企业未注销的配额可结转至后续年度继续使用。</p> <p>(4) 纳入企业解散、关停、迁出本市时，应注销与其所属年度实际运营期间所产生实际碳排放量相等的配额，并将该年度剩余期间的免费配额全部上缴市生态环境局</p> <p>(5) 纳入企业合并的，其配额及相应权利义务由合并后企业承继。纳入企业分立的，应当依据排放设施的归属，制定合理的配额和履约义务分割方案，在规定时限内报市生态环境局，并完成配额的变更登记。</p> <p>2、碳排放权交易平台：天津排放权交易所</p> |
| 重庆 | 2014.4.26 | 《重庆市碳排放权交易管理暂行办法》 | 重庆市人民政府 | <p>1、碳排放配额管理</p> <p>(1) 配额管理对象：年碳排放量达到规定规模的排放单位（以下简称配额管理单位）。鼓励其他排放单位自愿纳入配额管理。</p> <p>(2) 配额管理单位通过配额交易或者其他合法方式取得收益，</p> <p>(3) 配额管理单位应当在规定时间内通过登记簿提交与主管部门审定的年度碳排放量（以下简称审定排放量）相当的配额，履行清缴义务。配额管理单位的配额不足以履行清缴义务的，可以购买配额用于清缴；配额有结余的，可以在后续年度使用或者用于交易</p> <p>(4) 配额管理单位的审定排放量超过年度所获配额的，可以使用国家核证自愿减排量（CCER）履行配额清缴义务，1 吨国家核证自愿减排量相当于 1 吨配额，国家核证自愿减排量的使用数量不得超过审定排放量的一定比例，且产生国家核证自愿减排量的减排项目应当符合相关要求。</p> <p>2、碳排放权交易</p> <p>(1) 碳排放权交易平台设在重庆联合产权交易所集团股份有限公司（以下简称交易所）。</p> <p>(2) 交易品种为配额、国家核证自愿减排量及其他依法批准的交易产品，基准单元以“吨二氧化碳当量（tCO_{2e}）”计，交易价格以“元/吨二氧化碳当量（tCO_{2e}）”计</p> <p>(3) 配额管理单位、其他符合条件的市场主体及自然人可以参与本市碳排放权交易，但是国家和本市有禁止性规定的除外。</p> <p>(4) 符合条件的市场主体和自然人参与本市碳排放权交易活动，应当在交易所开设交易账户，取得交易主体资格</p> <p>(5) 配额管理单位获得的年度配额可以进行交易，但卖出的配额数量不得超过其所获年度配额的 50%，通过交易获得的配额和储存的配额不受此限</p> <p>(6) 市碳排放权交易采用公开竞价、协议转让及其他符合国家和本市有关规定的方式进行</p> <p>(7) 交易所对碳排放权交易资金实行统一结算，交易资金通过交易所指定结算银行开设的专用账户办理。碳排放权交易应当通过登记簿，实现交易产品交割。</p> |

资料来源：各省市人民政府，天风证券研究所

3.2. 审视国内发展现状，仍需向国外发达国家学习

目前中国虽已经基本形成运行平稳、要素完整的地方碳市场，各地根据实际情况设计了各具特色的政策，但是相较于国外诸多发达国家来说仍存在较大的差距。首先是日本，日本推行核能为主的新能源，能很快地降低对石油的依赖，大幅降低碳排放，在碳定价方面采用碳税政策，市场上有很大的操作空间，中国推行以风能、光伏等为代表的可再生清洁能源，能在一定程度上降低碳排放，但是碳定价方面没有加入碳税，要求较为宽松。其次是**欧盟**，欧盟引入具体的碳排放行业范围，覆盖范围广，排放配额管控方面加入了严格的惩罚制度，实时调整基准排放量，而中国目前主要引入发电行业，碳排放行业范围不明确，覆盖范围不定，基准排放量的调整和管控力度不严格。接着是**加拿大**，加拿大规定了具体的碳定价基准，实行两套系统，相比中国主要以配额为主的定价较为严谨，另外，加拿大规定了详细的碳减排措施，而中国在这一方面做的工作还不够完善。最后是美国，美国利用碳费简化法规，逐步加入碳红利形成市场激励，而中国的市场激励方式主要通过配额，方式较为单一。

4. 国际低碳经济新格局正在形成

减碳脱碳日益成为各国面对气候变化的国际共识，越来越多国家已经承诺在未来实现碳中和。截至 2021 年，已达成净零排放的国家有苏里南和不丹。不管是已写入法律、或是拟议立法，还是仅在政策文件中提到，大多数国家不约而同地将净零期限定在 2050 年。在工业化起步晚于发达国家，目前尚未碳达峰的情况下，中国“2030 碳达峰、2060 碳中和”的目标看似在这场净零排放竞赛中落后了，实则雄心勃勃，一个有担当、有能力的大国形象呼之欲出。但净零排放的实现绝非一朝一夕，能源生产结构、能源消费结构、电力结构的转变任重道远，已经在减排道路上有过诸多尝试的发达国家或为他山之石。

表 9：净零排放竞赛

| | 2020 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 | 2060 | |
|--------|--------|------|------------|---|------------------|------|--|
| 已达成 | 苏里南、不丹 | | | | | | |
| 写入法律 | | | | 瑞典 | 英国、法国、丹麦、新西兰、匈牙利 | | |
| 拟议立法 | | | | 欧盟、加拿大、南韩、西班牙、智利、斐济 | | | |
| 在政策文件中 | 芬兰 | | 奥地利、 冰岛 | 美国、日本、南非、德国、瑞士、 挪威、爱尔兰、葡萄牙、哥斯达黎加、斯洛文尼亚、马绍尔群岛 | | | |

资料来源：ECIU、天风证券研究所

新增碳价措施成为世界上几乎所有国家实现温室气体排放控制目标的必经之路。碳价措施以碳交易机制和碳税为代表。发达国家或地区以碳交易政策为主，但大部分规模较小，而发展中国家以碳税作为其主要政策工具。同时已/拟实施碳交易和碳税的一体化组织、国家和地区或将代表更多国家今后的发展方向。

表 10：各国/地区的碳政策

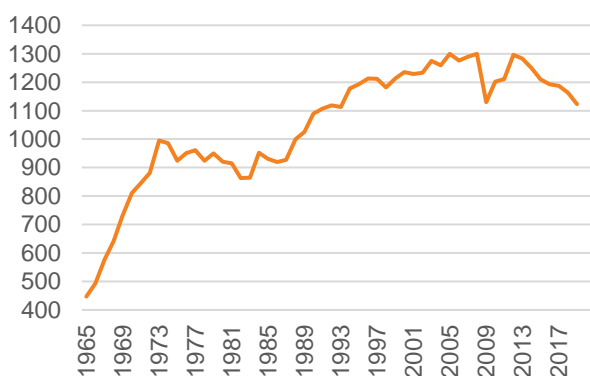
| 已/拟实施碳交易政策的 | 已/拟实施碳税政策的 | 同时已/拟实施碳交易和碳税的 |
|--|---|---|
| 澳大利亚、奥地利、比利时、保加利亚、 中国 、克罗地亚、塞浦路斯、捷克共和国、德国、希腊、匈牙利、意大利、哈萨克斯坦、立陶宛、卢森堡、马耳他、荷兰、新西兰、韩国、罗马尼亚和斯洛伐克；北京、加利福尼亚州、重庆、康涅狄格州、特拉华州、福建、广东、湖北、缅因州、马里兰州、马萨诸塞州、新罕布什尔州、纽约州、新斯科舍省、魁北克省、罗德岛、埼玉、萨斯喀彻温省、上海、深圳、天津、东京、佛蒙特州、弗吉尼亚州和华盛顿州。 | 阿根廷、智利、哥伦比亚、 日本 、新加坡、南非和乌克兰；新不伦瑞克省、西北地区、爱德华王子岛省。 | 加拿大 、丹麦、爱沙尼亚、芬兰、法国、冰岛、爱尔兰、拉脱维亚、列支敦士登、墨西哥、挪威、波兰、葡萄牙、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士和英国；艾伯塔省、不列颠哥伦比亚省、纽芬兰和拉布拉多省。 |

资料来源：世界银行《碳定价机制发展现状与未来趋势 2020》、天风证券研究所

4.1. 日本

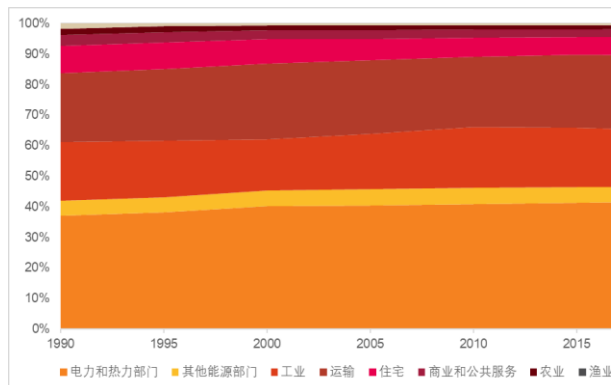
长期以来，日本一直是能源的主要消费国和进口国，也是公认的能源技术发展领导者。1998年10月，日本通过的《全球气候变暖对策推进法》为世界上首部旨在防止全球气候变暖的法律。2006年《新国家能源战略》推广核能为主的新能源，计划到2030年将石油依赖率从目前的50%减少到40%或者更低。2008年，日本碳达峰13亿吨，之后电力和热力部门碳排放占比呈现显著增加的态势。2011年福岛核灾难导致其放弃核能并扩大化石燃料的使用，日本的脱碳计划被大大推迟了。

图 12：1965-2019 年日本二氧化碳排放量（百万吨）



资料来源：BP、天风证券研究所

图 13：1990-2018 年日本的碳排放结构



资料来源：IEA、天风证券研究所

日本有三项碳定价计划，东京碳排放权交易始于2010年，埼玉碳排放权交易始于2011年，国家碳税“全球变暖对策税”始于2012年4月。就能源税，日本大致上有三种，分别是上游化石燃料税（石油和煤炭税），下游化石燃料税（汽油税，轻燃料油税和航空燃料税），以及电费（电力发展促进税）。下游化石燃料税的税率总体上较高。这一碳税结构导致的结果是，碳排放占比最高的工业部门和发电部门平均有效碳税率很低，而运输部门承担了不成比例的沉重负担，导致整个国家的减排结果欠佳。这给计划采用碳税工具的其他国家带来的经验是合理安排碳税结构，使碳税负担尽可能多的落在排放份额大、减排任务重的部门。

表 11: 日本分部门平均有效碳税率

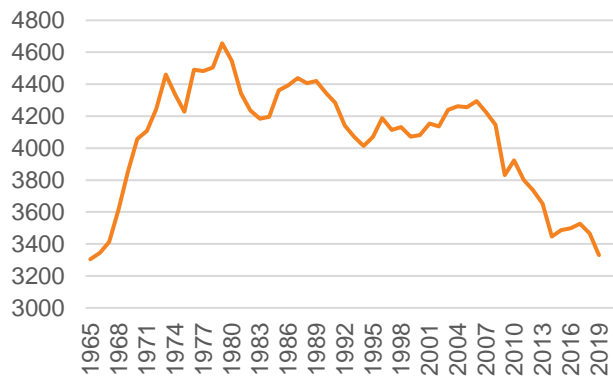
| 部门 | 平均 ECR (EUR/t-CO ₂) | 排放量 (1000t-CO ₂) | 排放份额 (%) |
|-------|------------------------------------|------------------------------|----------|
| 公路运输 | 188.3 | 196028 | 14.7 |
| 越野运输 | 56.7 | 20719 | 1.6 |
| 工业部门 | 3.3 | 451225 | 33.8 |
| 农业和渔业 | 0.8 | 10237 | 0.8 |
| 住宅和商业 | 5.5 | 150165 | 11.2 |
| 发电部门 | 10.4 | 508103 | 38 |

资料来源: Kojima S, Asakawa K 《Carbon Pricing in Japan》、天风证券研究所

2020 年 10 月,《绿色成长战略》提出日本 2050 年实现碳中和的目标。碳定价对社会脱碳至关重要,而日本目前的碳定价方案过于温和,无法实现脱碳过渡,因此日本的碳定价潜力有充分的发挥空间。

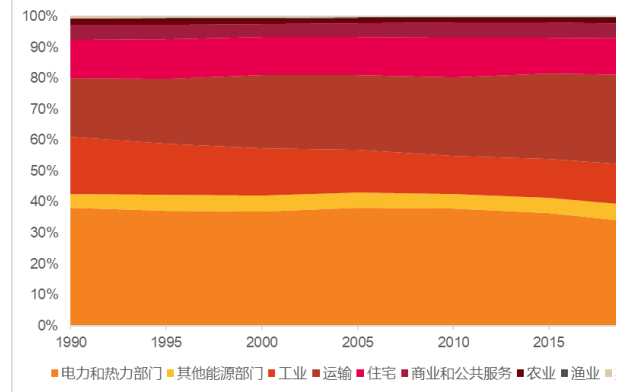
4.2. 欧盟

图 14: 1965-2019 年欧盟二氧化碳排放量 (百万吨)



资料来源: BP、天风证券研究所

图 15: 1990-2018 年欧盟的碳排放结构



资料来源: IEA、天风证券研究所

20 世纪 50-70 年代是欧洲经济的黄金时代。在黄金时代的尾声,欧盟于 1979 年碳达峰 47 亿吨。欧盟的 ETS 于 2005 年引入,现辖区为 28 个欧盟成员国以及冰岛、列支敦士登和挪威,覆盖了 10,744 个发电厂和工业工厂,占地区总体碳排放 45%左右,是全球历史最久远、覆盖范围最大的 ETS。如今正处于第三阶段向第四阶段转型的关键时期。

表 12：欧盟 ETS 的四个阶段

| | 覆盖部门 | 减排目标 | 排放限额 | 碳抵消和碳信用 | 收益用途 |
|---------------------|--|--|---|---|--|
| 第一阶段 (2005-2007) | 发电站和其他额定热输入大于 20MW 的工厂, 包括炼油厂、焦炉、钢铁厂, 以及水泥、玻璃、等生产部门。 | 2003 年 10 月, 通过 2003/87/EC 指令, 在共同体内建立温室气体排放限额交易计划。 | 上限根据每个成员国的国家分配计划汇总自下而上确定的。第一阶段始于 2005 年的 2096 百万吨二氧化碳当量。 | 指令中规定了可无限量使用清洁发展机制 (CDM) 和联合履约机制 (JI)。实际上, 第一阶段没有使用碳信用。 | |
| 第二阶段 (2008-2012) | 2012 年引入航空。欧盟 ETS 也扩大到包括冰岛、列支敦士登和挪威。 | 1997 年 12 月, 欧盟于《京都议定书》承诺, 与 1990 年相比, 2008-2012 年将温室气体排放量减少 8%。 | 第二阶段的上限始于 2009 年的 2049 百万吨二氧化碳当量。 | 质量限制: 允许多种 CDM/JI。数量限制: 有确定的百分比限制。未使用的转移到第三阶段。 | 通过 NER300, 预留 3 亿配额用于拍卖, 以资助环保型碳捕获和储存以及创新可再生能源技术的示范。 |
| 第三阶段 (2013-2020) | 包括碳捕获和储存装置、石油化工产品、氨、有色金属和黑色金属、石膏、铝以及硝酸、己二酸和乙醛酸的生产。 | 2009 年 12 月, 哥本哈根国际气候变化大会, 欧盟承诺到 2020 年至少减排至 1990 年水平的 20%。 | 自 2013 年起设定单一排放上限, 2013 年为 2084 百万吨二氧化碳当量, 逐年递减, 2019 年的上限为 1855 百万吨二氧化碳当量。 | 质量限制: 只能来自不发达国家。2015 年 3 月后,《京都议定书》的碳信用失效。数量限制: 第二、三阶段碳信用总量可高达 ETC 的 50%。 | |
| 第四阶段 (2021-2030) | 根据现行立法, 尚未就第四阶段的范围变更达成一致。 | 2020 年 12 月布鲁塞尔峰会上提出 2030 年比 1990 年减排至少 55%。 | 从 2021 年起, 将每年削减的固定污染源和航空部门碳排放限额提高至 2.2%。 | 根据现行立法, 不考虑使用抵消。 | 设立了两个新的数十亿欧元基金, 以支持欧盟利益相关者应对低碳投资挑战。 |

资料来源: ICAP、欧盟委员会官网、新华网、天风证券研究所

欧盟的碳排放交易系统有许多值得中国借鉴的地方, 比如循序渐进地加大减排目标、加重违规惩罚; 调整免费发放的配额总量, 以适应供求关系、稳定碳价、吸引投资。

表 13：欧盟的 ETS 和 MSR

| | ETS（国际排放交易体系） | MSR（市场稳定储备） |
|----|---|--|
| 成立 | 2005 年，是世界上第一个 ETS | 2019 年 1 月开始运作 |
| 特点 | 遵循“限额与贸易”原则。随着时间推移，降低上限，减少总排放量。必须交纳足够配额以支付其所有排放量，否则将处以高额罚款。可以根据需要相互交易，还可以从全球的减排项目中购买有限数量的碳信用。 | 自 2009 年，欧盟 ETS 积累了过多的排放配额。MSR 通过拍卖，解决了配额盈余，配额价格得以稳定。从 2023 年起，MSR 将设定持有的配额上限，即不得高于上一年拍卖的配额总量。MSR 完全按照预先规定的规则运作，不设酌处权。 |
| 效果 | 事实证明，欧盟排放权交易系统是有效降低成本的有效手段。在 2005 年至 2019 年之间，碳排放交易体系涵盖的设施的排放量下降了约 35%。 | 市场稳定储备导致碳价格更高，更强劲，提高了系统对重大冲击的抵御能力，确保了 2019 年的总排放量减少 9%、电力和热力生产减少 14.9%。 |

资料来源：ICAP、欧盟委员会官网、天风证券研究所

2019 年 12 月 11 日，新欧盟主席长乌尔苏拉·冯德莱恩提出“欧洲绿色协议”，旨在将气候和环境挑战转化为政策领域的机遇，通过转向清洁能源、循环经济以及阻止气候变化、恢复生物多样性、减少污染等措施提高资源利用效率，以实现经济可持续发展。

表 14：欧洲绿色新政

| 主要内容 | 具体要求 |
|-----------|--|
| 1 个主要目标 | 到 2050 年，欧洲在全球范围内率先实现“碳中和” |
| 6 大绿色行动计划 | 一、新工业战略和循环经济行动计划 欧盟工业战略的延伸部分，包括减少使用原材料、确保重复回收使用的可持续产品政策；促进钢铁、水泥和纺织等碳排放密集型产业的节能减排；使用氢能源的“清洁炼钢”；有关电池可循环使用的新立法草案。 |
| | 二、绿色建筑节能改造计划 绿色协议的旗舰计划之一，目标是使建筑物的绿色节能改造翻新率“至少翻一番甚至翻三番”，而目前的翻新率约为 1%。 |
| | 三、2050 年实现“环境零污染目标” 一项跨领域的战略举措，包括“无毒环境”化学策略，以解决空气和水、危险化学品、工业排放物、农药和内分泌干扰物的问题，保护公民健康。 |
| | 四、保护生态系统和生物多样性 2020 年 3 月，提出“2030 生物多样性战略”。未来五年内，欧洲将加强与全球伙伴的合作，采取新森林培育计划、制定新农产品标准、实现无森林被砍伐等，以减少生物多样性的丧失。 |
| | 五、从农场到餐桌可持续食物战略 建立“绿色健康农业”体系，实施“大幅减少化学杀虫剂、化肥和抗生素的使用”计划。 |
| | 六、交通运输行业零排放计划 目前，减排目标是到 2021 年实现每公里行程排放二氧化碳小于 95 克，但绿色协议提出要朝着零排放的方向努力。为此，将进一步发展电动汽车，2025 年在欧洲部署 100 万个公共充电站。航空、航运和重型公路运输领域，大力推广生物燃料和氢气等可持续替代燃料。 |
| 4 大支撑保障措施 | 一、构建第一部欧洲气候法案 将 2050 年实现气候中和的目标写入气候法案当中，以确保 2050 年实际零排放的目标具有法律约束力。欧盟委员会将逐一审查《可再生能源指令》、《能源效率指令》、《排放交易指令》等法律法规，确保与新的气候目标行动相一致。 |
| | 二、设立“公正的过渡基金” 为不让任何成员国掉队，欧盟委员会计划筹集资金 1000 亿欧元(约合人民币 7830 亿元)，为那些正在努力摆脱对化石燃料的依赖、向清洁工业和绿色能源转变的成员国提供大量财政援助。还规定每支出 1 欧元过渡基金，各国补充配套资金 2 至 3 欧元，以确保将资金用于支持清洁能源开发利用。 |
| | 三、加大技术研发与创新 在 2021 年至 2027 年的未来 7 年里，拟投入资金 1000 亿欧元，加强对环境问题前沿研究的支持。欧盟 35% 的研究资金将用于气候友好型技术的研发，其中包括欧洲地平线创新计划。 |
| | 四、对外关系与国 欧盟将利用双边场合及七国集团、二十国集团等多边机制开展气候外交，并将应对气候变化 |

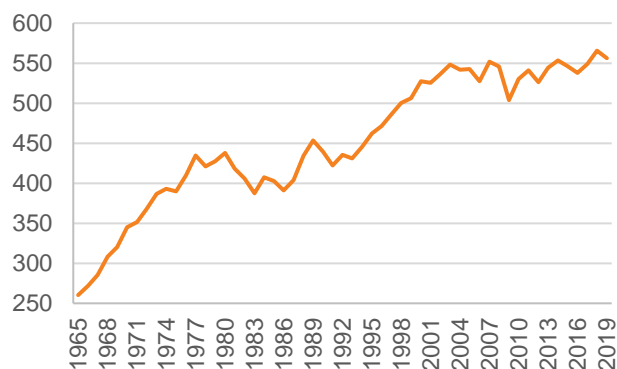
际合作

植入贸易政策体系。其中，一项值得关注和争议的措施是征收碳边境调节税(或称跨境碳排放税)。该税计划于 2021 年公布，从选取特定行业开始，对碳减排措施不足的域外产品加强征税，避免欧盟企业和未采取减排措施的国家或企业开展贸易。

资料来源：欧盟政府官网、天风证券研究所

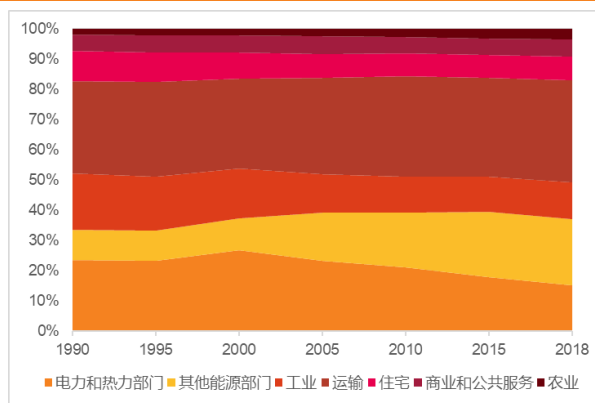
4.3. 加拿大

图 16：1965-2019 年加拿大二氧化碳排放量（百万吨）



资料来源：BP、天风证券研究所

图 17：1990-2018 年加拿大的碳排放结构



资料来源：IEA、天风证券研究所

加拿大拥有众多水力发电大坝和核电站网络来提供大部分电力，但其他形式低碳能源的推广一直很缓慢，目前是世界第十大温室气体排放国。加拿大在《巴黎协定》承诺到 2030 年减少 2005 年温室气体排放量的 30%。2016 年 10 月，“泛加拿大”气候变化框架被商定，包括承诺建立联邦碳定价体系。

表 15：《泛加框架》

| 主要内容 | 具体要求 |
|--------------|--|
| 碳污染定价 | 碳定价方法应灵活，并承认各省和地区已经实施或正在制定的碳定价政策； 适用于整个经济体范围内的排放源； 及时出台碳定价政策，尽量减少对可能陷入困境的资产的投资，并最大限度地实现累计减排； 碳价格上涨应该以可预测和渐进的方式进行，控制其对经济的影响； 关于碳定价政策的报告应该是一致的、定期的、透明的和可核查的； 碳定价政策应尽量不要影响竞争力影响、造成碳泄漏，特别是排放密集型、贸易暴漏型部门； 碳定价政策应包括收入回收，以避免弱势群体和土著人民承受过重的负担。 |
| 减排措施 | 电力系统 增加可再生和低排放能源的发电量；布置清洁能源；电力系统现代化；减少柴油依赖。 建筑环境 使新建筑物更节能；改造现有建筑物以及燃料转换；提高电器和设备的能效；支持土著社区的建筑规范和节能住房。 交通运输 制定和更新车辆排放标准，提高交通系统效率；扩大加拿大道路上零排放车辆数量；投资基础设施支持从高排放交通方式向低排放交通方式转变；使用更清洁的燃料。 工业部门 减少甲烷和氢氟碳化物（HFC）排放；提高工业能源效率；投资于减少排放的新技术。 农林部门 加强森林和田地的碳储存；支持增加建筑用木材；利用生物能源生产燃料；推进创新。 政府领导 制定雄心勃勃的目标；减少政府建筑和车队的排放量；扩大清洁采购。 国际领导 履行加拿大的国际气候融资承诺；参与贸易和气候政策。 |
| 适应气候变化和建立复原力 | 提供权威的气候信息，建设区域适应能力，将科学知识和以往教训应用于行动； 制定候抗灾规范，投资基础设施，增强抗灾能力，建设气候恢复能力； |

| | |
|---------------|--|
| 原力 | <p>采取行动降低与气候变化有关的健康风险，保护人类健康、改善人民福祉；</p> <p>投资具有复原力的基础设施，以保护脆弱地区，在北方建设气候复原能力，支持当地社区的社区监测，帮助沿海地区适应；</p> <p>降低气候有关灾害风险：投资基础设施减少灾害风险，推进防洪工作，帮助当地居民适应气候变化。</p> |
| 支持清洁技术和创造就业机会 | <p>支持早期技术开发，任务导向型研发，将支持重点放在清洁技术和环境绩效问题上；</p> <p>进入政府项目，加大创新技术的推进和商业化的支持，提供技能发展和企业领导能力的支持；</p> <p>吸引顶尖国际人才，促进清洁技术产品和服务出口，在新清洁技术国际标准制定过程中发挥领导作用；</p> <p>各级政府采用清洁技术以身作则，帮助当地人民适应清洁技术，提供市场有效指导，支持绿色采购；</p> <p>加强联邦、省和地区行动之间的协调，制定清洁技术数据战略。</p> |
| 报告和监督 | <p>在全国范围内以一致的方式跟踪和报告温室气体排放量，并履行国际报告义务；</p> <p>跟踪泛加拿大框架进展，报告实施情况；</p> <p>外部专家提供知情建议、评估措施有效性；</p> <p>联邦、省和地区政府将共同制定碳定价审查方法，以比较加拿大各地的碳定价体系。</p> |

资料来源：加拿大政府官网、天风证券研究所

表 16：碳定价基准

具体要求

- 1、及时引入。到 2018 年，所有司法管辖区都将制定碳定价。
- 2、通用范围。定价以温室气体排放为基础，并应用于通用且广泛的碳源，确保有效性并最大程度地减少对竞争力的影响。
- 3、两个系统。司法管辖区可以实施：(i) 明确的基于价格的系统（如不列颠哥伦比亚省的碳税或像艾伯塔省那样的基于碳征税和基于配额的排放系统），或 (ii) 总量管制与交易系统（例如，安大略省和魁北克）。
- 4、目标明确。立法提高了严格度，以有助于实现国家目标并提供市场确定性。对于具有明确的基于价格的系统的管辖区，碳价格至少从 2018 年每吨 10 美元开始，每年增加 10 美元，至 2022 年每吨 50 美元。有限额和贸易需求的省份：(i) 2030 年的减排目标等于或大于加拿大的 30% 减排目标；(ii) 降低（更严格）至少到 2022 年的年度上限，至少与基于价格的系统中当年的碳价所导致的预计减排量相对应。
- 5、收入自用。每个司法管辖区都可以根据自己的需求使用碳定价收入，包括解决对脆弱人群和部门的影响以及支持气候变化和清洁增长目标。
- 6、联邦支持。联邦政府将引入一个明确的基于价格的碳定价体系，该体系将适用于不符合基准的辖区。联邦制度将与该原则保持一致，并将收入返还给原产地司法管辖区。
- 7、五年审查。总体方法将在 2022 年初进行审查，以确认前进的方向，包括严格程度的持续提高。审查将考虑其他国家在应对碳定价方面取得的进展和采取的行动，以及对从其他国家进口的许可证或信贷的认可。
- 8、及时报告。辖区应就碳定价政策的结果和影响提供定期，透明和可验证的报告。

资料来源：加拿大政府官网、天风证券研究所

加拿大大多数省份和地区引入了新的碳定价机制以回应联邦政府《泛加框架》下的碳污染定价方法；而对于那些不选择加入联邦碳污染定价体系或还没有建立有效碳定价机制的省份与地区，加拿大联邦政府出台了“联邦后备碳定价机制”，通过碳排放交易体系和类似于碳税的燃料费对其进行规约。

表 17：联邦后备碳定价机制的出台

| 时间 | 事件 | 细则 |
|---------|-------------------------------------|---|
| 2017年5月 | 发布了有关“联邦后备碳定价机制”的技术文件 | 化石燃料的费用，通常由燃料生产商或分销商支付，每种燃料的费率即每吨二氧化碳当量费用每年增加 10 美元，到 2022 年达到每吨 50 美元 一套基于产出的定价系统 (OBPS)，OBPS 适用于辖区内每年排放 5 万吨以上二氧化碳当量的设施或任何符合条件自愿参与的设施。 |
| 2018年1月 | 发布了关于基于产出的定价系统监管框架的技术文件 | 概述了系统的设计，包括增强市场流动性的必要性和规则设计。OBPS 的目的是将排放密集型、贸易暴露的工业部门竞争风险降至最低，同时保留碳价信号、减少温室气体排放。 |
| 2018年3月 | 政府在议会中引入了 C-74 号法案，即《预算实施法案》(第 1 号) | C-74 法案的第 5 部分将实施《温室气体污染定价法》，该法案建立了联邦碳定价支持的法律框架。 |

资料来源：加拿大政府官网、天风证券研究所

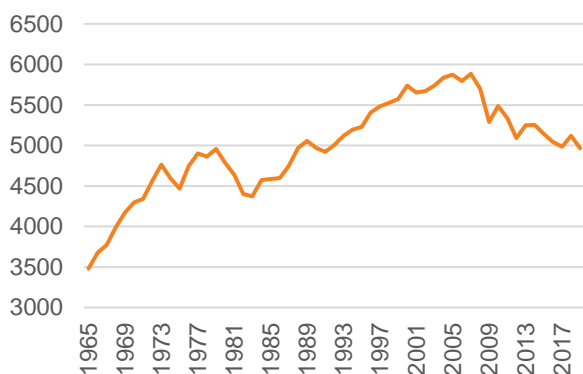
图 18：截至 2020 年 3 月 31 日加拿大各地区碳定价地图



资料来源：加拿大政府官网、天风证券研究所

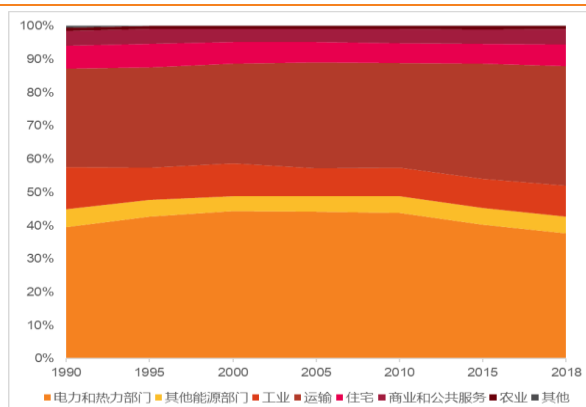
4.4. 美国

图 19：1965-2019 年美国二氧化碳排放量 (百万吨)



资料来源：BP、天风证券研究所

图 20：1990-2018 年美国的碳排放结构



资料来源：IEA、天风证券研究所

美国碳排放 2007 年达峰。执政党对碳减排政策影响较大，民主党更重视国际减排承诺。特朗普政府强调能源独立和能源统治地位，消极应对气候变化和环境问题。然而，温室气体减排这一出于全人类共同利益的课题，美国作为世界第一大经济体不允许缺席。2021 年，拜登当选新一任总体，重返《巴黎协定》，或可期待美国以气候领导者的身份发挥巨大的外交影响力，采取真正有意义的行动面对气候危机。

表 18：美国各时期能源政策特点

| 时间 | 在任总统 | 能源政策特点 |
|-----------|---------|---|
| 2009-2017 | 奥巴马-民主党 | 奥巴马时代是美国的绿色能源时期，强调发展清洁能源，推动绿色发展。面对严峻的经济形势，奥巴马政府期望将新能源产业打造成拉动美国经济增长的新动力。在清洁能源战略布局下，美国在多个领域开展了“绿色革命”。2009 年 6 月，美国众议院通过《美国清洁能源安全法案》，要求大力发展清洁能源，减少化石能源的使用。2015 年，奥巴马政府发布《清洁电力计划》最终方案；2016 年，美国政府签署气候变化《巴黎协定》，与中国共同引领全球气候治理。 |
| 2017-2021 | 特朗普-共和党 | 特朗普政府退出《巴黎协定》，废除《清洁电力计划》。2017 年 3 月，特朗普签署“能源独立”，为实现美国的“能源统治地位”推翻了奥巴马时代气候变化法规的大部分内容，解除了在联邦土地上进行煤炭开采租赁的禁令，不再限制油气生产的甲烷排放，并降低了气候变化和碳排在政策和基础设施决策中的权重。2017 年 4 月，特朗普签署“美国优先海上能源战略”，进一步扩展海上钻井区域。2017 年 6 月，特朗普宣布一系列能源新政，强调更加重视发展油气、煤炭等传统化石能源，誓言实现美国在全球能源市场的主导地位。 |
| 2021-至今 | 拜登-民主党 | 重返《巴黎协定》，承诺美国实现 100% 的清洁能源并在 2035 年使美国电力部门实现碳中和、2050 年之前达到净零排放；所产电力 37% 以上为可再生能源和核能；2035 年将美国建筑库存的碳足迹减少 50%；2030 年底之前部署超过 500,000 个新的公共充电站，确保新销售的轻型和中型车辆 100% 达到零排放；创造 1000 万个中产阶级的高薪工会职位；气候与环境正义提案将在未来十年中向联邦投资 1.7 万亿美元，并将利用额外的私营部门以及州和地方的投资总额超过 5 万亿美元。 |

资料来源：《新视角》、能源界、天风证券研究所

在联邦一级，立法机构在过去一年里提出了各种各样的碳排放交易机制或碳税法案，无一例取得成功。所有这些法案都提出将碳定价机制所获收入返还给居民。目前为止，还没有任何一项法案在立法过程中取得任何进展。气候领导委员会发布了一份两党适用的气候路线图，其中包括一项“碳红利”计划，即通过碳边界调整机制防止碳泄漏，同时保护本国工业竞争力。我国不仅能从这项计划中了解到其他国家对于减排的基本逻辑，也能从中得到不少启发。

表 19：“碳红利”计划

| 主要内容 | 具体要求 |
|-------------|---|
| 一、逐步提高碳排放费 | 不断提高的碳排放费提供了最具成本效益的气候政策解决方案，发出了强有力的价格信号，引导企业和消费者走向低碳未来。两党计划的第一个支柱是全经济体范围的二氧化碳排放费，从每吨 40 美元开始，每年以高于通胀 5% 的速度增长。如果 2021 年得以实施，到 2035 年，美国的二氧化碳排放量将减少一半（与 2005 年相比），远远超过美国的巴黎承诺。如果未达到关键减排指标，排放保证机制将暂时加快收费。 |
| 二、所有美国人的碳红利 | 碳费的所有净收益将按季度平等地返还给美国人民。一个四口之家在第一年将获得大约 2000 美元的碳红利。随着碳费的增加，这一数额将会增加，从而形成正反馈循环：气候保护得越好，利就越多。绝大多数美国家庭获得的碳红利将超过他们因保护环境而增加的能源成本。 |
| 三、显著的监管简化 | 精简法规。在大多数情况下，碳费提供了一个更具成本效益的解决方案，碳费将取代法规。例如，所有当前和未来的联邦固定碳源法规都将被取代。监管简化将保证碳排放费持续存在。碳价格交易规则将促进经济增长，并为企业提供未来低碳长期投资的确定性和灵活性。 |
| 四、边界碳调整 | 向没有可比碳定价体系的国家出口碳密集型产品，将获得退税，而从这些国家进口碳密集型产品，将支付碳税。设计良好的边境碳调整系统将提高美国节能公司的竞争力，同时防止碳泄漏和其他国家搭便车。这将使美国处于全球气候政策主导地位，并鼓励中国、印度等其他排放大国采用自己的碳定价。 |

资料来源：气候领导委员会、天风证券研究所

5. 碳交易为风电、光伏带来的收益

5.1. 政策支持

2020 年 11 月 2 日，生态环境部办公厅发布了关于公开征求《全国碳排放权交易管理办法（试行）》（征求意见稿）和《全国碳排放权登记交易结算管理办法（试行）》（征求意见稿）意见的通知。该文件中明确了 CCER 的抵消机制：重点排放单位可使用 CCER 或其他减排指标来抵消其不超过 5% 的经核查排放量。1 单位 CCER 可抵消 1 吨二氧化碳当量的排放量。这些用于抵消的 CCER 应来源于可再生能源、碳汇、甲烷利用等领域减排项目。风电和光伏行业隶属于可再生能源板块。因此，这两类可再生能源项目可通过向超出排放配额的重点排放单位出售 CCER 来获取额外的经济收益。

5.2. 风电、光伏项目的碳收益原理

风电及光伏减排项目通过出售 CCER 获得的收益，取决于 CCER 的交易价格与该项目发电时的减排量。

5.2.1. CCER 交易

我国 CCER 的交易分为两类：线上公开交易与线下协议转让，二者均价差异较大。因此在计算中应分开讨论。

表 20：北京市 2018 年 CCER 交易情况

| 成交方式 | 成交量（万吨） | 成交额（万元） | 均价（元/吨） |
|--------|---------|---------|---------|
| 线上公开交易 | 7.12 | 65.53 | 9.21 |
| 线下协议转让 | 157.48 | 848.85 | 5.39 |

资料来源：北京环境交易所及北京绿色金融协会《北京碳市场年度报告 2018》、天风证券研究所

表 21：上海市 2018 年 CCER 交易情况

| 成交方式 | 成交量 (万吨) | 成交额 (万元) | 均价 (元/吨) |
|--------|----------|----------|----------|
| 线上公开交易 | 1 | 26.04 | 26.04 |
| 线下协议转让 | 1182.01 | 3037.4 | 2.57 |

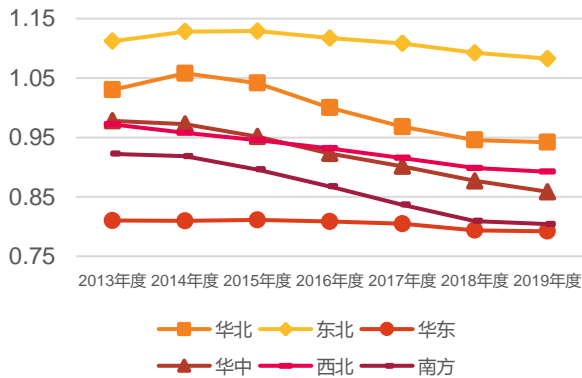
资料来源：上海环境能源交易所《2018 上海碳市场报告》、北京绿色金融协会、天风证券研究所

5.2.2. 电网基准线排放因子

减排量的计算由两部分决定：电网基准线排放因子与发电量，二者的乘积即为该项目的减排量。电网基准线排放因子的单位一般为 tCO_2/MWh ，衡量的是：相对于普通电力设施，新能源电力设施每发电 1MWh 时所对应减少的温室气体排放。因此，该因子通常在开发新能源电力减排项目时用于计算项目的减排量。国内的电网基准线排放因子分为电量边际排放因子 (EFgrid,OM Simple,y; 简称 OM) 和容量边际排放因子 (EFgrid,BM,y; 简称 BM) 两类。根据减排项目自身的特点，一般将 OM 与 BM 按一定权重平均后进行计算。

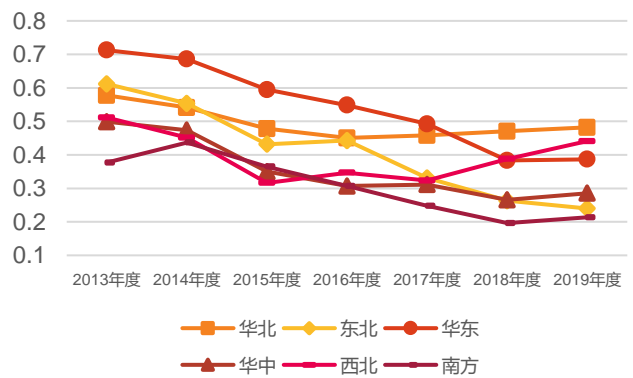
根据生态环境部发布的历年文件，近七年的减排项目中国区域电网基准线排放因子如下图：

图 21：各区域历年电网基准线排放因子 (OM)



资料来源：生态环境部、天风证券研究所

图 22：各区域历年电网基准线排放因子 (BM)



资料来源：生态环境部、天风证券研究所

从图中可以看到，各区域历年电网基准线因子 (OM&BM) 总体呈轻微下降趋势。这意味着若未来的电网基准线因子继续下降，会对风电、光伏等减排项目的减排量有一定的负向影响。

5.3. 风电、光伏项目的碳收益计算示例

为了计算风电、光伏项目从碳交易中获得的收益，以北京 (华北区域)、上海 (华东区域) 为例，假设某新能源项目容量为 100MW，计算其年减排收入。

在计算中需要确定的量：两地风电/光伏的年平均利用小时数、CCER 的协议转让均价与线上公开交易均价、OM 与 BM 的权重及其所决定的最终电网基准线排放因子。此处采用 75%-25% 的权重，下文中将以表格形式给出其他权重所对应的碳收益。

5.3.1. 北京市 100MW 风电项目的碳收益

北京市某 100MW 风电减排项目的碳收益计算所需数据如下表：

表 22：北京市风电项目碳收益计算数据

| 项目类型 | 平均利用小时数 | 线下协议转让均价 | 线上公开交易均价 | OM 权重 | BM 权重 | 电网基准线排放因子 (加权后) |
|------|---------|----------|----------|-------|-------|--------------------|
| 风电 | 1866 | 5.39 | 9.21 | 75% | 25% | 0.8268 |

资料来源：能源局、北京环境交易所、北京绿色金融协会、天风证券研究所

由上表中列出的数据，北京区域的该风电项目的年发电量为 186600MWh，年减排量为 154276.22 吨二氧化碳当量。因此，若全部采用线下协议转让方式，年减排收入为 83.15 万元（ $154276.22 \times 5.39/10000$ ）；若全部采用线上公开交易方式，年减排收入为 142.09 万元（ $154276.22 \times 9.21/10000$ ）。

5.3.2. 北京市 100MW 光伏项目的碳收益

北京市某 100MW 光伏减排项目的碳收益计算所需数据如下表：

表 23：北京市光伏项目碳收益计算数据

| 项目类型 | 平均利用小时数 | 线下协议转让均价 | 线上公开交易均价 | OM 权重 | BM 权重 | 电网基准线排放因子 (加权后) |
|------|---------|----------|----------|-------|-------|--------------------|
| 光伏 | 1213.95 | 5.39 | 9.21 | 75% | 25% | 0.8268 |

资料来源：365 光伏、北京环境交易所、北京绿色金融协会、天风证券研究所

由上表中列出的数据，北京区域的该风电项目的年发电量为 121395MWh，年减排量为 100366.35 吨二氧化碳当量。因此，若全部采用线下协议转让方式，年减排收入为 54.10 万元（ $100366.35 \times 5.39/10000$ ）；若全部采用线上公开交易方式，年减排收入为 92.44 万元（ $100366.35 \times 9.21/10000$ ）。

5.3.3. 上海市 100MW 风电项目的碳收益

上海市某 100MW 风电减排项目的碳收益计算所需数据如下表：

表 24：上海市风电项目碳收益计算数据

| 项目类型 | 平均利用小时数 | 线下协议转让均价 | 线上公开交易均价 | OM 权重 | BM 权重 | 电网基准线排放因子 (加权后) |
|------|---------|----------|----------|-------|-------|--------------------|
| 风电 | 2489 | 2.57 | 26.04 | 75% | 25% | 0.6911 |

资料来源：能源局、上海环境能源交易所、天风证券研究所

由上表中列出的数据，北京区域的该风电项目的年发电量为 248900MWh，年减排量为 172021.01 吨二氧化碳当量。因此，若全部采用线下协议转让方式，年减排收入为 44.21 万元（ $172021.01 \times 2.57/10000$ ）；若全部采用线上公开交易方式，年减排收入为 447.94 万元（ $172021.01 \times 26.04/10000$ ）。

5.3.4. 上海市 100MW 光伏项目的碳收益

上海市某 100MW 光伏减排项目的碳收益计算所需数据如下表：

表 25：上海市光伏项目碳收益计算数据

| 项目类型 | 平均利用小时数 | 线下协议转让均价 | 线上公开交易均价 | OM 权重 | BM 权重 | 电网基准线排放因子 (加权后) |
|------|---------|----------|----------|-------|-------|--------------------|
| 光伏 | 1179.35 | 2.57 | 26.04 | 75% | 25% | 0.6911 |

资料来源：365 光伏、上海环境能源交易所、天风证券研究所

由上表中列出的数据，北京区域的该风电项目的年发电量为 117935MWh，年减排量为 81507.83 吨二氧化碳当量。因此，若全部采用线下协议转让方式，年减排收入为 20.95 万元 ($81507.83 \times 2.57/10000$)；若全部采用线上公开交易方式，年减排收入为 212.25 万元 ($81507.83 \times 26.04/10000$)。

5.3.5. 各权重下风电、光伏项目的碳收益汇总

5.3.5.1. 风电项目

下表汇总了在多种权重分配下的北京、上海地区的 100MW 风电项目碳收益测算。

表 26：风电项目碳收益测算汇总

| 年减排收入（万元） | 线下协议转让 | | 线上公开交易 | | 电网基准线排放因子（加权后） | |
|---------------------|--------|-------|--------|--------|----------------|--------|
| | 北京 | 上海 | 北京 | 上海 | 北京 | 上海 |
| 权重 1：75%-25%（OM-BM） | 83.15 | 44.21 | 142.09 | 447.94 | 0.8268 | 0.6911 |
| 权重 2：50%-50%（OM-BM） | 71.21 | 37.65 | 121.68 | 381.46 | 0.7081 | 0.5886 |
| 权重 3：25%-75%（OM-BM） | 59.27 | 31.09 | 101.28 | 314.98 | 0.5893 | 0.4860 |

资料来源：365 光伏、北京环境交易所、北京绿色金融协会、上海环境能源交易所、天风证券研究所

需要注意的是：上海风电项目的年利用小时数采用的是陆上风电与海上风电的均值。实际上，海上风电的年利用小时数高于陆上风电的年利用小时数，生命周期也 longer。因此，上海等沿海地区的海上风电减排项目的碳收益要高于目前的预期值。

5.3.5.2. 光伏项目

下表汇总了多种权重分配下的北京、上海地区的 100MW 光伏项目碳收益测算。

表 27：光伏项目碳收益测算汇总

| 年减排收入（万元） | 线下协议转让 | | 线上公开交易 | | 电网基准线排放因子（加权后） | |
|---------------------|--------|-------|--------|--------|----------------|--------|
| | 北京 | 上海 | 北京 | 上海 | 北京 | 上海 |
| 权重 1：75%-25%（OM-BM） | 54.10 | 20.95 | 92.44 | 212.25 | 0.8268 | 0.6911 |
| 权重 2：50%-50%（OM-BM） | 46.33 | 17.84 | 79.16 | 180.75 | 0.7081 | 0.5886 |
| 权重 3：25%-75%（OM-BM） | 38.56 | 14.73 | 65.89 | 149.24 | 0.5893 | 0.4860 |

资料来源：365 光伏、北京环境交易所、北京绿色金融协会、上海环境能源交易所、天风证券研究所

5.4. 全国各地区风电年减排收益预期

上文中计算并总结了 100MW 的风电、光伏减排项目的年碳收益。为了使 CCER 为全国各地区风电年带来的减排收益数额更加具参考性，我们根据 2018 年各地区实际发电量、电网基准线排放因子计算出各地区实际年减排量，并在不同的权重下，测算出当 CCER 均价分别处于低期望（2.57 元/吨，参考 2018 年上海协议转让均价）和高期望（26.04 元/吨，参考 2018 年上海线上成交均价）时的各地区年减排收益。

表 28：2018 年各地区风电年减排收益测算汇总（单位：万元）

| 电网 | 地区 | 权重 1：75%-25% (OM-BM) | | 权重 2：50%-50% (OM-BM) | | 权重 3：25%-75% (OM-BM) | |
|----------------|--------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|
| | | 低期望 | 高期望 | 低期望 | 高期望 | 低期望 | 高期望 |
| 华北 区域 电网 | 北京市 | 63.75 | 645.90 | 54.59 | 553.17 | 45.44 | 460.36 |
| | 天津市 | 169.99 | 1722.39 | 145.59 | 1475.11 | 121.16 | 1227.63 |
| | 河北省 | 6013.40 | 60929.54 | 5150.08 | 52182.15 | 4286.04 | 43427.40 |
| | 山西省 | 4504.74 | 45643.33 | 3858.01 | 39090.52 | 3210.74 | 32532.19 |
| | 山东省 | 4547.23 | 46073.93 | 3894.41 | 39459.30 | 3241.03 | 32839.10 |
| | 内蒙古自治区 | 13429.22 | 136068.79 | 11501.24 | 116534.00 | 9571.65 | 96982.75 |
| 东北 区域 电网 | 辽宁省 | 3753.69 | 38033.50 | 2874.21 | 29122.35 | 1995.16 | 20215.50 |
| | 吉林省 | 2388.71 | 24203.14 | 1829.04 | 18532.41 | 1269.64 | 12864.41 |
| | 黑龙江省 | 2843.71 | 28813.26 | 2177.43 | 22062.39 | 1511.48 | 15314.78 |
| 华东 区域 电网 | 上海市 | 319.70 | 3239.32 | 272.29 | 2758.89 | 224.82 | 2277.98 |
| | 江苏省 | 3072.70 | 31133.50 | 2616.97 | 26515.96 | 2160.80 | 21893.91 |
| | 浙江省 | 550.60 | 5578.84 | 468.94 | 4751.41 | 387.20 | 3923.19 |
| | 安徽省 | 888.06 | 8998.12 | 756.35 | 7663.57 | 624.51 | 6327.72 |
| | 福建省 | 1278.81 | 12957.30 | 1089.15 | 11035.54 | 899.29 | 9111.92 |
| 华中 区域 电网 | 河南省 | 1060.88 | 10749.16 | 837.04 | 8481.18 | 613.21 | 6213.20 |
| | 湖北省 | 1191.16 | 12069.23 | 939.84 | 9522.72 | 688.51 | 6976.22 |
| | 湖南省 | 1116.72 | 11314.90 | 881.10 | 8927.55 | 645.48 | 6540.21 |
| | 江西省 | 763.09 | 7731.85 | 602.08 | 6100.49 | 441.08 | 4469.14 |
| | 四川省 | 1023.66 | 10371.99 | 807.67 | 8183.59 | 591.69 | 5995.19 |
| | 重庆市 | 148.90 | 1508.65 | 117.48 | 1190.34 | 86.06 | 872.03 |
| 西北 区域 电网 | 陕西省 | 1426.10 | 14449.70 | 1189.81 | 12055.48 | 953.51 | 9661.26 |
| | 甘肃省 | 4555.61 | 46158.76 | 3800.77 | 38510.56 | 3045.94 | 30862.35 |
| | 青海省 | 752.67 | 7626.23 | 627.95 | 6362.61 | 503.24 | 5099.00 |
| | 宁夏自治区 | 3703.91 | 37529.08 | 3090.19 | 31310.76 | 2476.48 | 25092.43 |
| | 新疆自治区 | 7110.71 | 72047.81 | 5932.51 | 60109.95 | 4754.31 | 48172.10 |
| 南方 区域 电网 | 广东省 | 1062.29 | 10763.45 | 814.25 | 8250.18 | 566.04 | 5735.26 |
| | 广西自治区 | 708.19 | 7175.63 | 542.83 | 5500.12 | 377.36 | 3823.51 |
| | 云南省 | 3709.59 | 37586.66 | 2843.40 | 28810.14 | 1976.64 | 20027.88 |
| | 贵州省 | 1146.60 | 11617.69 | 878.87 | 8904.95 | 610.96 | 6190.44 |
| | 海南省 | 84.31 | 854.24 | 64.62 | 654.78 | 44.92 | 455.18 |
| 合计 | 全国 | 73388.69 | 743595.90 | 60658.73 | 614612.17 | 47924.40 | 485584.21 |

资料来源：国家能源局、生态环境部、上海能源环境交易所、天风证券研究所

6. 未来展望

6.1. 碳机制和定价展望

未来，我们预计中国将会进一步收紧碳配额供给，同时限制 ccer 的注入，碳价会不断提升，最终要达到 50-80 美元/吨的水平。

我们认为，我国有望逐渐从免费发放配额过渡到拍卖，激活一级市场。基于拍卖的有偿分配更能激励低成本企业减排，反映企业的支付意愿。我们预计政府短期将会考虑委托拍卖的方式，即可以在免费分配的基础上提高碳市场的成本有效性，提高碳市场的价格发现能力。委托拍卖过程中，政府先按照一定原则（如基准线法）免费分配配额，并要求企业将所有或一定比例的初始配额委托给政府拍卖。企业结合自身排放需求与减排成本，参与配额竞拍，初始配额的委托拍卖所得将全数返还给企业，同时可以避免大比例有偿分配给企业带来的经济负担。

我们预计未来碳市场的建设将和碳税开征并行。碳税与碳市场并行可以扩大碳定价覆盖范围，以加拿大阿尔伯塔省的实践为例，当地的碳税与碳交易可分别覆盖 42%和 48%的碳排放，从而实现 90%的碳定价覆盖效果。同时，碳税可以为碳市场的底价设置提供价格参考，例如当 EU ETS 的成交价低于政府规定的最低限价时，政府会通过碳价支持机制提升气候变化税的税率来弥补差额。

6.2. 各试点碳交易展望

近年来，国内各个试点碳市场的成交额与成交量在逐年的增加，这表示有越来越多的企业将被纳入节能减排的领域当中，这样，每个地方对碳交易配额的需求量会大量增加，供给会逐渐小于需求，达到供不应求的状态，各地的碳价也会随着配额需求量的增加而不断上涨。如 2020 年 8 月 20 号北京的单日成交价最高超过了 102 元/吨，其他试点地区的碳价相比往年也有着不同幅度的上涨。未来，碳价因受配额需求增大的影响，有望继续上涨。

根据洪睿晨的《中国碳市场 2019 年度总结》，碳市场的活跃、规模化发展是发挥其节能减排作用的基础。而要扩大碳市场规模，单靠控排企业的履约需求是不够的，必须引入机构投资者等更多参与方。但由于目前碳市场的整体风险较高，机构投资者尚未系统、全面地了解碳金融市场，对碳金融产品持观望态度。因此，可在保证碳市场平稳运行的基础上，提高市场活跃度，降低市场风险，为碳金融的发展提供支撑；同时引入金融监管，建立风险防控机制，增强机构投资者信心，吸引投资和金融创新，达到减排效应最大化的目的。

根据中国环境报田春秀、钱国强的《积极促进碳交易市场健康发展》，各试点应提高市场的透明度，增加政策长期稳定性和市场可预见性。透明度主要包括几个方面：政策设计、配额数量、排放数据、交易数据等。未来的全国碳市场设计应充分吸取试点的经验教训。我国试点政策的目的是为了充分试错，因此不仅好的经验对未来的全国顶层设计是重要的借鉴，失败的教训也弥足珍贵。国外碳市场的发展与其健全的法律、市场体系不无相关，我国碳市场由于我国所处的制度阶段自有其特殊的问题。而试点阶段正是充分暴露各种问题的时期，出现问题更有利于未来进行适合于我国国情的碳交易政策设计。

其次，从整体的气候政策而言，碳交易是政策工具之一，应找准碳交易在整体政策设计中的地位。一方面，碳交易和碳税同为两种碳定价手段，各有优劣，可以结合起来综合设计。比如，对于些碳交易没有覆盖的行业，可以考虑利用碳税进行调节。因此，国家发改委和环境保护部等不同的国家部门在推行各自政策时应加强沟通，并做好协调设计。另一方面，碳交易政策应与新能源政策、节能减排政策等做好融合，不仅要避免各政策之间互相掣肘，同时在机制设计上要注重追求各政策互相促进的效果。

6.3. 国内政策预期

2021 全国碳市场正式启动，中国各地也会随之根据当地实际情况出台恰当的政策，中国的政策仍可能会从碳排放管控、配额管理、碳排放权交易等方面加以完善。首先在碳排放管控方面，重点排放行业纳入范围有望扩大，重点排放单位的排放量基准可能会降低，从而可以引入更多碳减排成本有差异的排放主体，促进碳交易市场机制真正发挥市场配置作

用。其次在配额管理方面，初始分配可能会更多地使用有偿分配方式，对调整量的比例也会下调，对配额管控也会更加严格，从而更好地促进碳减排。最后在碳排放权交易方面，交易市场覆盖全国，交易量和交易额可能会大幅度提升，交易方式会增多，满足发展金融衍生品的基础条件，衍生出新的碳金融衍生品市场，提高市场的流动性，发出清晰的市场化碳价信号，从而降低全社会碳控制和减排的成本。

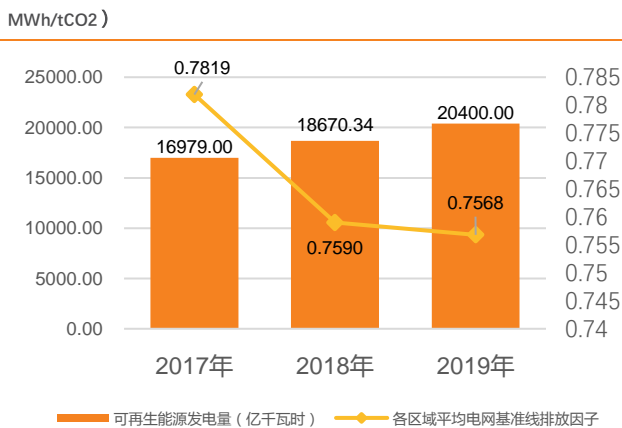
6.4. CCER 市场未来发展的预期

CCER 抵消制度为可再生能源带来的额外收益主要取决于两方面：可再生能源项目的减排量与 CCER 的售价。这两方面也决定着 CCER 市场未来的发展。因此，我们从这两个方向进行分析。

6.4.1. 从减排量方向分析未来发展

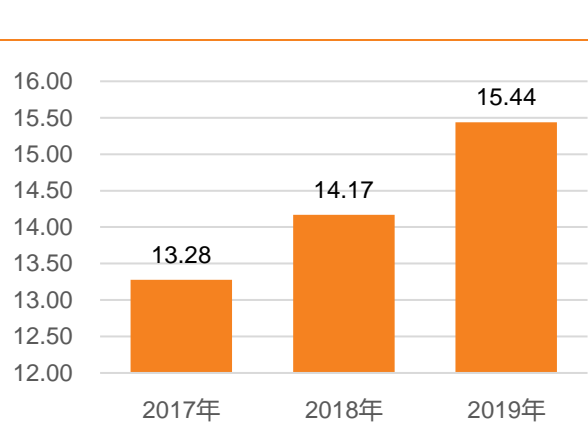
可再生能源项目的减排量与其发电量和电网基准线排放因子有关。近年来，虽然如前文所述，我国的电网基准线排放因子总体呈下降趋势，但因为我国可再生能源的发电量逐年上升且幅度显著，可再生能源的年减排量依旧呈上升趋势。

图 23：可再生能源发电量与平均电网基准线排放因子（单位：亿千瓦时；



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

图 24：可再生能源年减排量（单位：亿吨 CO₂ 当量）



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

因此，从减排量的角度来看，由于未来可再生能源发电量的上升空间，即使电网基准线排放因子略有下降，总体的减排量依旧可观。这意味着，未来可能产生的备案后 CCER 数量将有很大的上升空间。

6.4.2. 从 CCER 价格方向分析未来发展

从 CCER 价格方面来看，我们认为 CCER 未来的价格与供求关系有关，并采用 2019 年数据进行说明。

我国 2019 年可再生能源发电量为 2.04 万亿千瓦时，若按照 75%-25% (OM-BM) 的权重来确定电网基准线排放因子，因此而产生的年减排量约为 15.44 亿吨二氧化碳当量。若考虑极端情况，即这些减排量全部申请 CCER，则我国市场上 CCER 的供给将为 15.44 亿吨二氧化碳当量；根据 IEA 数据，我国 2019 年的二氧化碳排放量为 98.09 亿吨，考虑到 5% 的抵消上限，则市场上的 CCER 需求量上限为 4.90 亿吨二氧化碳当量。因此我们认为，按照上述极端情况来考虑，CCER 市场将出现供大于求的情况，可能会对 CCER 的售价产生负面影响。

表 29: CCER 的供给与需求测算

| 可再生能源发电量 (MW) | 平均电网基准线排 放因子 (MWh/tCO ₂) | 年减排量(亿吨 CO ₂ 当量) | 供给 (亿吨 CO ₂ 当量) | 二氧化碳排放量 (亿吨) | 需求 (亿吨 CO ₂ 当量) |
|------------------|--|--------------------------------|-------------------------------|-----------------|-------------------------------|
| 2040000000 | 0.7568 | 15.44 | 15.44 | 98.09 | 4.90 |

资料来源: 国家能源局、IEA、天风证券研究所

但由于 CCER 申请流程较长, 并非所有的可再生能源项目都可以申请备案, 且经备案的 CCER 是逐步进入市场的, 因此短期内不会出现价格失衡的状态。为了提高企业减排的积极性与碳交易市场的稳定性, 我们认为未来将有更多举措来完善交易机制与定价标准, 使 CCER 价格趋于稳中有升。

7. 风险分析

政策风险: 国内碳排放权市场建设推进速度不及预期, 各省市推出执行方案和细则进度不及预期。

碳减排短期对控排行业的生产成本造成一定冲击的风险: 配额收紧速度过快, 控排行业企业的生产成本提升快, 对控排企业造成一定的经营压力。

配额宽松风险: 碳配额过于宽松, 对于控排企业就不会形成有效约束, 无法反映企业的减排成本, 市场无效。

CCER 数量过多风险: CCER 过多, 对于碳配额的需求减少, 无法形成有效碳价和有效的减排约束。

测算具有一定主观性风险: 测算是在一系列假设下完成的, 有主观成分在, 仅供参考。

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 | 武汉 | 上海 | 深圳 |
|----------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
| 北京市西城区佟麟阁路 36 号 | 湖北武汉市武昌区中南路 99 号保利广场 A 座 37 楼 | 上海市浦东新区兰花路 333 号 333 世纪大厦 20 楼 | 深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼 |
| 邮编：100031 | 邮编：430071 | 邮编：201204 | 邮编：518000 |
| 邮箱：research@tfzq.com | 电话：(8627)-87618889 | 电话：(8621)-68815388 | 电话：(86755)-23915663 |
| | 传真：(8627)-87618863 | 传真：(8621)-68812910 | 传真：(86755)-82571995 |
| | 邮箱：research@tfzq.com | 邮箱：research@tfzq.com | 邮箱：research@tfzq.com |