ClearBlue Markets

EDF ENVIRONMENTAL DEFENSE FUND
Finding the ways that work

电力行业参与EU ETS欧盟碳排放交易体系经验与教训





摘要

以总量控制与交易制度（Cap and Trade）为基础的欧盟碳排放交易体系（EU ETS）对欧盟电力行业产生了重大影响。在与电力市场机制的共同作用下，欧盟的碳市场助推电力行业实现了如下转变：

- 从以燃煤发电为主到以燃气发电为主。这是市场机制所能产生的最直接的效果。燃煤发电的二氧化碳排放量是燃气发电的两倍多，这会导致碳价对燃煤发电成本的影响远远高于燃气发电。在碳价足够高的情况下，假设煤电和气电装机容量充足，且电力批发市场是以市场价格主导而并非依赖政府管制，此时出于经济性考量，碳市场与电力市场的双重作用会促使燃煤电厂向燃气电厂的转型。
- 鼓励对可再生能源发电和低排放发电的投资。碳价的意义在于使低排放或零排放的发电厂具有竞争优势。特别是市场主体对于碳市场机制的延续性有足够的信心，并且有价格上涨的预期时，这将为可再生能源发电带来更多的资本投入，逐步降低电力行业的排放量。
- 电价增长可以促使用电减少。假设化石燃料发电厂为电力市场中的定价机组，碳价会推高电力批发市场价格。当这种价格上涨传递给工业用户和消费者时，他们的用电行为将会发生转变，并且会更倾向于提高能效，整体减少用电量。

电力行业与碳交易体系存在相互作用。碳交易体系会影响电力行业。同时由于电力行业规模庞大，其自身同样会对碳市场产生巨大影响，反作用于碳市场的价格。因此，政府在制定对电力行业有影响的气候变化政策时需要考虑这一因素。例如，当政府在做出逐步淘汰燃煤发电的决定时，应当考虑降低排放总量的上限，防止电力行业对碳配额需求减少导致的配额过剩，以避免削弱总量控制与交易制度的有效性。

本报告根据欧盟碳排放交易体系的经验，介绍了碳市场交易对电力行业的主要影响及电力行业与碳市场之间的相互作用。

目录

1.概况.....4

2.欧盟碳排放交易体系的立法程序.....5

3.欧盟碳排放权交易体系主要机制设置.....6

4. 电力企业参与欧盟碳排放交易体系策略.....16

5. 欧盟碳排放交易体系的价格走势回顾.....19

6.行业协会的作用.....23

7.碳市场与电力市场相互作用的短期影响.....24

8.碳市场与电力市场相互作用的长期影响.....28

9. 欧盟电力企业参与碳市场的经验教训.....31

1.概况

在许多欧盟国家，特别是那些没有大型水电厂和核电厂的国家，电力行业通常是温室气体排放的最主要来源。因此，电力行业也是政府引入排放交易体系（总量控制与交易制度）时考虑的首选部门。欧盟碳排放交易体系通过引入碳成本会对电力行业产生重大的影响。例如，它可能导致电价上涨，带来发电结构的变化，并将未来投资方向转向低碳（可再生）能源发电。但是，由于欧盟碳排放交易体系（EU ETS）中电力行业排放的比重较大，电力行业也会对碳市场带来重大影响。一家或少数几家电力公司的决策调整就可能导致欧盟碳市场配额价格的波动。

欧盟碳排放交易体系的建立来源于欧盟指令（2003/87/EC）。欧盟指令由每个成员国通过国家监管的方式执行，从而形成一个拥有31个参与国[1]的统一的欧盟碳排放交易体系。最新的欧盟碳排放交易体系涵盖了欧洲的主要排放行业：发电与供热行业，能源密集型工业部门包括炼油厂、炼钢厂以及铁、铝、其他金属、水泥、石灰、玻璃、陶瓷、纸浆、纸张、纸板、酸及大宗有机化学品、铝制品、硝酸、己二酸及乙醛酸类和乙二醛，以及商业航空。纳入欧盟碳排放体系的温室气体包括二氧化碳（CO_2）、氧化亚氮（N_2O）和全氟化合物（PFCs）等。本报告仅关注电力行业。

发电厂在欧盟碳排放交易体系中受到直接监管。所有装机超过 2 万千瓦的发电厂都必须遵守欧盟碳排放交易的规则，拥有多个发电厂的电力公司要为每个发电厂设置独立的履约账户。

迄今为止，电力行业是欧盟碳排放交易体系中排放量最大的行业。据非盈利组织Sandbag分析，2019年，正在运营中的265个燃煤电厂的排放量约占欧盟碳排放交易体系排放量的 31%。如果考虑其他化石燃料发电，整个电力行业的排放量约占整个欧盟碳排放交易体系排放量的55%。欧盟排放交易体系覆盖了欧盟成员国约45%的温室气体排放，这意味着电力行业排放量约占欧盟排放总量的四分之一。发电企业在 2005 年欧盟碳排放交易第一阶段就被纳入欧盟碳排放交易体系，并且发电厂在该阶段获得了免费配额，这部分免费配额基本覆盖了发电行业大部分的排放量。但是在 2013 年之后，电力企业必须通过拍卖或在二级市场中购买配额。

有关欧盟排放交易体系相关市场的背景信息，请参阅以下链接：

- www.edf.org/sites/default/files/eu-case-study-may2015.pdf
- https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf

[1] 31个参与国包括28个欧盟成员国，和冰岛、挪威、列支敦士登。

2.欧盟碳排放交易体系的立法程序

欧盟委员会（简称委员会）是唯一有权发起立法提案的机构，欧盟碳排放交易体系下的新规定或欧盟碳排放交易体系指令的修正案都需要欧盟委员会的通过。欧盟理事会[2]和议会[3]可以对立法提案提供修改建议，而委员会可以在最新的立法提案中采纳这些建议。最后，该立法提案需要经过理事会和议会的批准才能生效。任何新的立法提案和大部分欧盟碳排放交易体系的修正案都需要遵循这一共同决策程序。

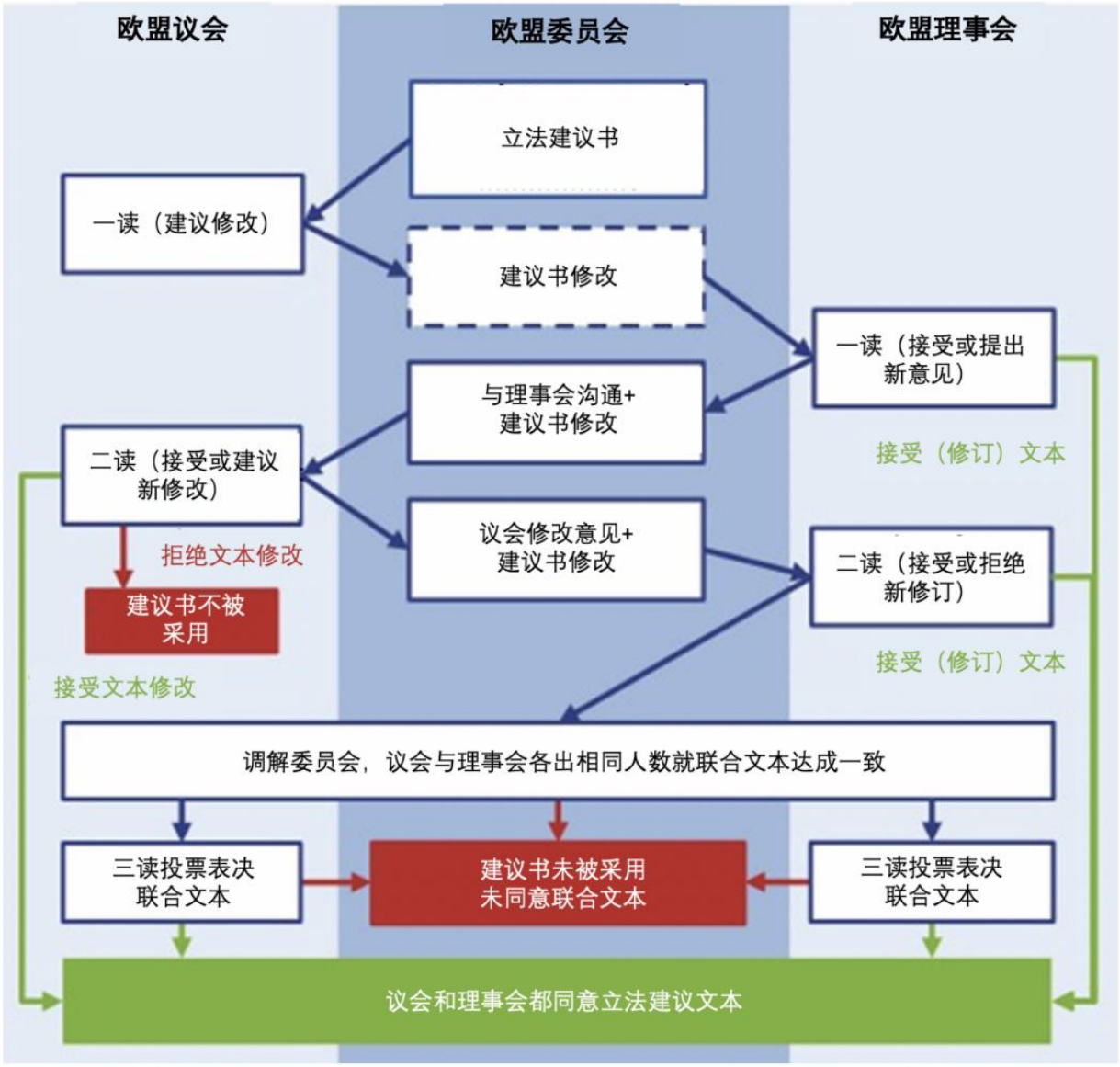

图 1 欧盟立法过程 (来源：欧盟委员会欧盟排放交易系统手册)

[2] 欧盟理事会（Council of the European Union）是欧盟立法机关的上议院，由来自 28 个欧盟成员国各国政府部长组成，是欧盟主要的决策机构。

[3] 欧洲议会（European Parliament）是欧盟立法机关的下议院，是唯一的一个直选议会机构，为欧盟主要的决策机构。

3.欧盟碳排放权交易体系主要机制设置

图 2 展示了欧盟碳排放交易体系下以年为单位的履约周期中的各种关键节点。企业通过其在欧盟碳交易体系注册登记系统下的账户，根据其在欧盟碳排放交易体系中分配到的配额和对全年碳排放的监测，按照图 2 所示的重要时间节点完成碳交易体系下相应的各个重要环节，通过配额与抵消量的交易，最终完成企业碳排放控制义务的年度履约。本章将会介绍欧盟碳排放权交易体系的主要机制设置。

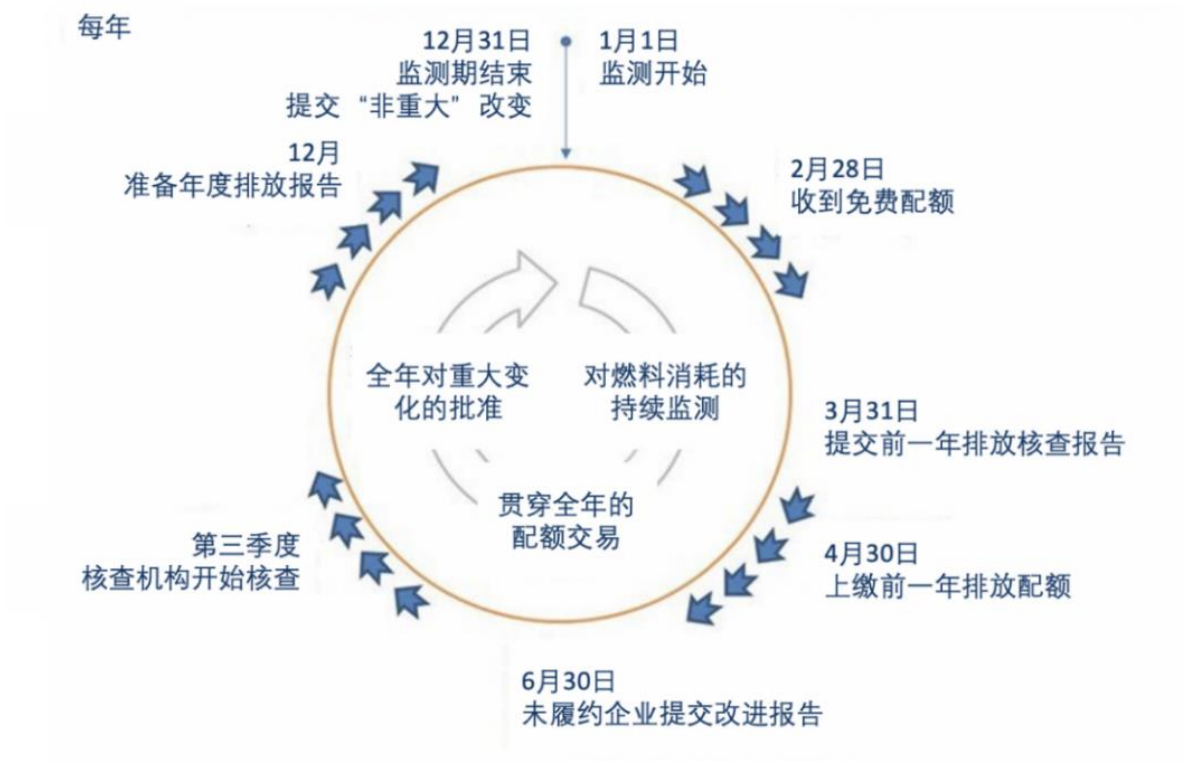

图 2 欧盟碳市场年度履约周期示意图（来源：Ricardo）

3.1 欧盟碳排放交易体系注册登记系统

发电公司下属的每家发电厂需要单独履约，因此每个电厂都有独立的履约账户。欧盟碳排放配额注册登记簿集中管理欧盟碳排放交易体系内的所有交易。该登记簿是记录和管理欧盟碳排放交易体系发放的所有配额和抵消量的电子记账系统，也是欧盟碳交易体系重要的基础设施。

欧盟碳交易登记簿记录的信息包括：

- 持有配额和抵消量的法人或普通个人账户

- 每台设施根据其所在国家的《国家实施方案》形成的国家免费配额分配电子表格
- 纳管工业企业或航空公司经过核查的排放量及已经上缴的配额
- 纳管工业企业或航空公司每年配额和核查的排放量调配
- 登记簿中《京都议定书》下抵消量的转入和转出（欧盟登记簿与京都议定书登记簿相链接，存在配额转移的情况）
- 欧盟碳排放交易体系内成员国账户与配额相关的操作
    - 配额总量设定
    - 免费分配
    - 拍卖
    - 转移
    - 上缴
    - 注销
    - 《京都议定书》下配额在欧盟碳排放交易体系的买入或卖出
    - 未注册的金融交易

起初，欧盟各成员国都曾有各自的国家登记簿，但是从 2012 年开始国家登记簿都被纳入欧盟登记簿进行统一管理。各个成员国只负责统一登记簿的部分内容进行管理，如新账户开户等。

账户持有人可以持有、转让、注销以及获得欧盟碳配额和符合《京都议定书》条件的抵消量。

欧盟碳交易体系注册系统中的账户类型包括：

- ***纳管企业账户：***分为设备运营商持有账户（Operator Holding Account, OHA）或航空公司持有账户（Aircraft Operator Holding Account, AOHA）。这类账户用于持有欧盟碳排放交易体系配额以及履约，同时也可用于将配额划转给第三方。
- ***交易商账户：***
    - 个人持有账户：用于普通配额、航空配额和国际减排项目产生抵消量的交易。不能用于欧盟碳排放交易体系的履约。
    - 国家登记簿的个人账户：用于交易国际项目的抵消量。
    - 交易账户：用于交易普通配额、航空配额和抵消量。比个人持有账户更灵活、更便捷，但不能用于欧盟碳排放交易体系的履约。

- ***核查机构帐户：***用于第三方核查机构审批企业报告的排放量，不能用于交易或持有配额或抵消量。
- ***国家账户：***供参与欧盟碳排放交易体系各成员国政府使用。

欧盟交易日志（Transaction Log, EUTL）：检查、记录和授权在欧盟碳排放配额注册登记簿中帐户之间发生的所有交易，以确保它们符合所有规定。其先前版本是共同独立交易日志（Community Independent Transaction Log, CITL），它还记录了欧盟碳排放配额注册登记簿中的非欧盟碳排放交易体系内的抵消量交易。

纳管企业和设备的免费配额、经过核证的排放量、履约状态和配额上缴信息都是公开的，也可以在系统中查询到 3 年及以上各主体进行配额交易的信息。

欧盟碳排放交易体系的登记簿和欧盟各个国家《京都议定书》下的登记簿通过**欧洲注册登记整合系统（Consolidated System of European Registries, CSEUR）**进行整合，图 3 以比利时温室气体登记簿为例介绍了登记簿之间的链接。欧洲注册登记整合系统只覆盖了《京都议定书》登记簿下的部分链接和欧盟碳市场的履约功能，其余的部分由联合国气候变化框架公约的相关系统负责。 这种合并可以对排放系统进行统一且更加安全的管理。

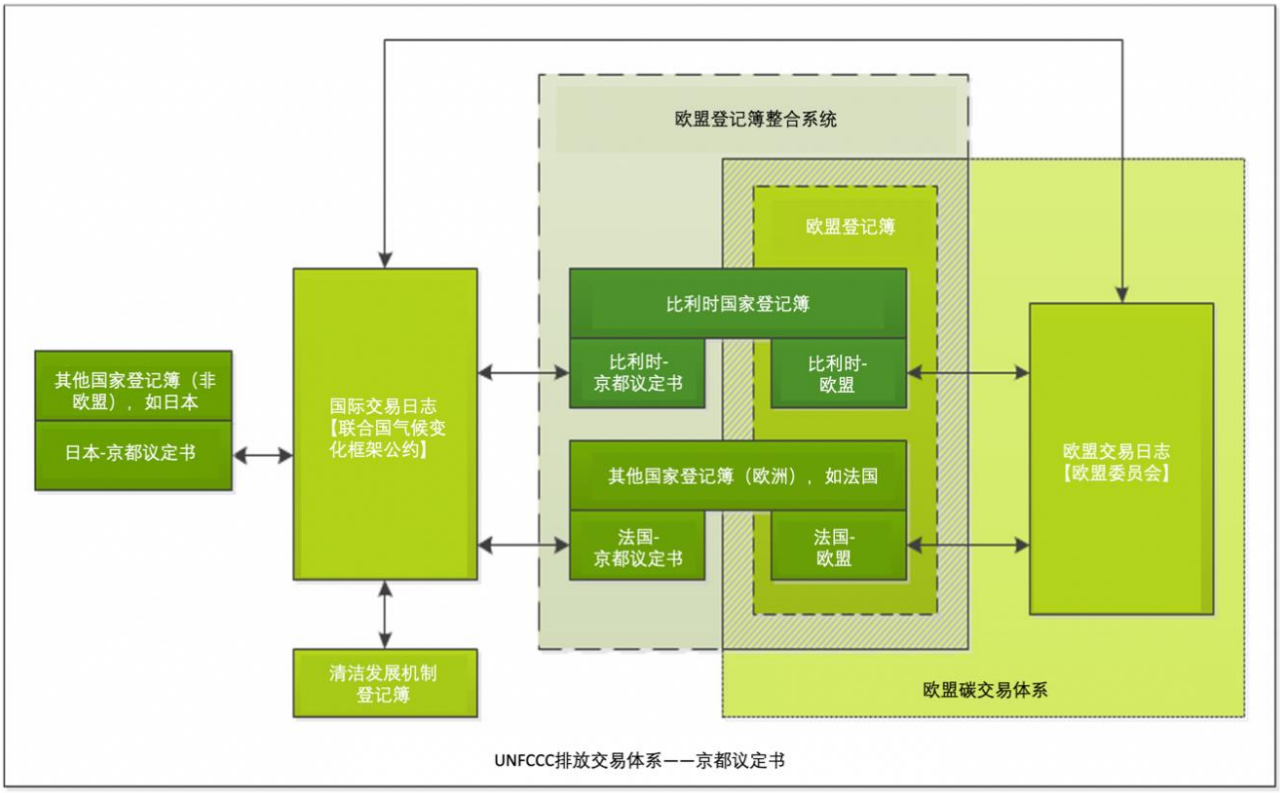

图 3 各登记簿之间的链接 （来源：比利时温室气体登记簿）

配额唯一性

每个欧盟碳配额对应一个特定的序列号以证明其唯一性。 对于 CDM 机制下的核证减排量（CERs）和联合履约减排量（ERUs）来说，这两种减排量的序列号同时对应了减排量来源的项目类型、项目编号、项目所属国家和年份。

2011 年初，黑客侵入导致欧盟碳排放交易体系登记簿系统被盗，丢失价值近 3000 万欧元的 200 万吨碳排放配额。之后，这些被盗配额又进入市场进行交易，造成了碳市场的混乱。部分地区如果发现使用被盗配额进行履约，这部分履约量需要被撤回，这使得交易更具风险。为了避免这种情况并保护买家，目前序列号只对登记簿管理员公开，而对用户不可见。但是，对于核证减排量和联合履约减排量来说，只有该配额的部分识别性标识不能被查看，其他项目类型等信息仍然可见。

3.2 配额分配

在欧盟碳排放交易体系的第一阶段（2005-2007 年），排放配额基本上根据每个成员国提供的国家分配计划（NAP）进行免费发放，之后根据需要由欧盟委员会进行调整。在第二阶段（2008-2012 年），免费配额大幅减少，特别是对于电力行业。在目前的第三阶段（2013-2020 年），电力公司不会获得任何免费配额，而是需要通过以拍卖或在二级市场购买的方式以获得他们所需的全部配额。免费配额现在只向受贸易影响的行业（与欧盟以外的生产商有竞争关系的行业）开放，不包括电力行业。这些行业的免费配额是通过使用行业相关基准计算确定的，通过不断纠正这些基准，可以保护敏感行业，同时在系统层面进行协调，可以保持在排放总量上限控制范围之内。从 2013 年开始，约有 50％的配额被拍卖，并且这一比例每年都在增长。

下文说明了为什么在运转正常的电力市场中电力行业不需要免费配额，以及在没有获得任何免费配额的情况下仍然可以获得巨额收益。

3.3 交易

交易是市场机制的关键要素，现在欧盟碳排放交易体系中的电力公司不再获得免费配额，他们只能通过拍卖或二级市场交易才能获得足够的配额。

拍卖（一级市场）

拍卖被认为是最高效的配额分配机制，也是欧盟碳排放交易体系内配额分配的基础。欧盟配额总量的 50％被用于拍卖，免费配额仅适用于受国际贸易影响的行业，而非电力行业。 2018 年，欧盟委员会宣布 937, 557,000 普通配额（EUAs）和 5, 601,500

航空配额（EUAAs）会被用于拍卖。在欧盟碳排放交易体系中，90%的配额通过欧洲能源交易所（EEX）进行拍卖，其余的通过洲际交易所（ICE）进行拍卖。

欧洲能源交易所是 25 个欧盟成员国进行配额拍卖的主要平台。欧洲中部时间每周一、周二和周四的下午 1 点举行 25 国的配额拍卖，而德国的配额每周五上午 11 点单独在欧洲能源交易所拍卖，波兰的配额拍卖每两周举行一次，时间是周三上午 11 点。英国的配额拍卖在洲际交易所举行，拍卖时间为每周三上午 11 点。拍卖结果一般在拍卖结束后的一到两分钟之内便可知晓。

欧洲能源交易所要求参与拍卖的企业或机构资产达到一定规模，或者是对竞标企业的人员资质有一定要求。这些要求抬高了参与拍卖的门槛，把排放少的企业推向更容易参与的二级市场。欧盟碳排放交易体系内的任何企业以及他们的母公司、子公司或附属公司在符合要求的前提下都有资格申请参加竞标。此外，欧盟法律授权和监管范围内的投资公司和信贷机构也可以申请加入竞标。在 2018 年第 3 季度的拍卖中，参与拍卖的 24 个投标商中平均有 17 个中标。由于参与拍卖的市场参与者较少，拍卖结算价格略低于二级市场成交价格。

作为大型排放源的发电企业一般都会参与拍卖。公司通常有一到两个内部交易员负责操作，并且他们基本上会参与所有场次的拍卖。这些大型电力企业除了购买履约所需的配额之外，还会利用二级市场价格和拍卖价格之间的价差进行套利交易，例如：通过在拍卖中购买超出其履约所需的配额，之后在二级市场出售多余的配额。通常它们会与买方（例如没法参加拍卖的部分工业企业）事先签订预售合同，如在合同中约定在拍卖结算价上增加 3 美分卖出，之后大型电力企业的交易员会在随后的拍卖中购买合同中约定数量的配额，并将其出售给买方。

二级市场交易

二级市场（即不在欧盟政府组织的“一级市场”中通过拍卖购买配额，而是从其他市场参与者手中购买配额）提供了包括衍生品在内的多种配额交易产品和方式。二级市场交易可以在交易所进行（即“场内交易”）或市场参与者之间直接进行交易（即“场外交易（OTC）”）发电企业和其他大型工业排放企业的交易是常态化的，而小型的市场参与者则需要通过经纪商（Broker）来寻找交易的对手方。

二级市场的主要交易类型包括：

现货交易（Spot）：立即交割的交易类型（在交易后两个工作日之内完成交割）。“交割”是指将配额从注册登记系统的卖方账户划转到买方账户的过程。例

如，现货交易的一种典型方式是，一家工业企业有多余的配额出售，电力企业则通过市场经纪商购买到了这部分配额，经纪商通过与交易双方协商沟通相关合同条款，最终促成交易。

期货交易（Futures）：按交易时商定的价格在未来某个特定的时间点进行交割。期货交易是通过交易所（洲际交易所和欧州能源交易所）交易和管理的标准合约。其中交易量最大的是在每年 12 月进行交割的合约。洲际交易所每天都会进行期货交易，参与主体主要包括纳管企业和其他市场参与者（主要是做市商）。交易所可以进行匿名交易，这可以消除像发电企业这类的大型履约企业在购买配额前出现被其他市场参与者“抢先交易（Front-run）[4]”的风险。交易所的期货交易形式是保证金交易，保证金的数额取决于市场价格，例如，一家机构以单价 30 欧元购入在 2020 年 12 月份进行交割的 EUA 期货，当市场价格下降到 25 欧元时，该机构必须在保证金账户中对应增加 5 欧元，这一过程降低了清算所的信用风险。

远期交易（Forwards）：类似于期货，但远期交易是非标准化合约，只能在场外交易。远期交易时效性比期货差，对于某些不需要频繁进行场内交易的市场参与者来说，进入交易所交易的成本过高，因此他们通常会选择在场外进行远期合约的交易。远期合约的交易价格不公开，并且其定价和合约细节与期货合约不同。通常情况下，远期合约没有保证金的要求，这也会增加信用风险，从而导致远期合约的价格通常较高。

互换交易（Swaps）：在碳市场中的互换交易通常是指抵消量与配额之间的互换，其中抵消量通常是折价出售。多年期互换（Vintage Swaps）（不同年份之间）也很常见。互换交易主要是交换不同类型的配额，也可以通过交换碳市场中不同类型的交易产品来降低交易成本。

期权交易（Options）：期权的买方既可以选择买入看涨期权（即其在未来某一特定的时间有权利按照现在约定的价格从期权卖方买入一定数量配额）或者买入看跌期权（即其在未来某一特定的时间有权利按照约定的价格将配额卖给期权卖方）。为了获得上述权利，期权的买方需要事先支付期权费。期权交易为交易策略更为复杂的市

[4] 抢先交易是指由于电力企业履约所需配额数量大，其他交易者可能会分析出电力企业的配额采购模式后在电力企业下单之前购买并囤积配额，然后在电力企业购买配额时以高价出售，获取抢先购买配额的利润。

场参与者提供对冲或投机的机会。公用事业部门特别是发电企业在欧洲碳市场的期权交易中最为活跃。

交易机构

洲际交易所和欧洲能源交易所负责开展欧盟碳排放配额（和欧盟碳排放配额衍生工具）交易。

两家交易所都有自己的清算所，洲际欧洲清算所（ICE Clear Europe）为洲际交易所（ICE）进行清算，欧洲商品清算中心（European Commodity Clearing）为欧洲能源交易所（EEX）进行清算。

欧盟碳市场中许多大规模的交易商在两个交易所同时开展业务，因此他们可以在短时间内发现两个交易所之间的价差并轻而易举的进行套利，这也就使得两家交易所之间的价格差异很小。清算所在欧盟登记簿设有账户，所有配额或者交易产品的交割和划转需要通过这些账户。相关交易产品的交割和划转的时间为 2 天（T+2）。

3.4 抵消量的使用

抵消量是指在碳市场覆盖范围之外项目产生的温室气体减排量，这些减排量经过相关的审批后才可以在碳市场中用于履约。欧盟碳排放交易体系允许在一定限度内使用抵消量。欧盟碳排放交易体系允许使用《京都议定书》规定的清洁发展机制核证减排量（CDM）和联合履约减排量（JI）这两个灵活机制完成履约。来自林业项目、核电项目和大水电项目等产生的核证抵消量和联合履约抵消量不能在欧盟碳排放交易体系中使用。截至 2013 年，欧盟碳排放交易体系不能再使用来自销毁工业气体（氢氟烃和氧化亚氮）的项目产生的抵消量。欧盟已在逐步停止允许使用抵消量用于履约，2020 年之后，欧盟碳市场将不再使用抵消量。

抵消量的一级市场交易

一些欧洲国家的抵消量使用比例范围从配额总量的 10%到 20%不等，有些电力公司每年能够使用超过 1000 万吨抵消量，所以抵消量购买也是他们业务的一部分。由于电力公司对抵消量的需求高，并且使用抵消量可以节省履约成本，因此大部分欧盟电力公司都参与了抵消量的一级市场交易。

抵消量一级市场交易是在抵消项目的不同开发阶段（不同阶段会影响到抵消量的价格）直接从项目业主或项目开发商处购买抵消量。在一级市场购买抵消量最常见的方法是通过签订远期合约购买该项目产生的所有抵消量。通常，远期合约中不会包含对项目没有达到预期抵消量的处罚条款。但是，抵消量的买方只会在抵消量交割时进

行支付。电力公司需要对项目组合进行建模并分析项目风险，确定该组合中的项目能够产生并最终可以交付的总抵消量，同时要考虑这些抵消量是否符合欧盟碳排放交易体系的履约要求。因此，一级市场抵消量的价格比二级市场会低很多，以补偿项目产生抵消量不足的潜在风险。

在一级市场购买抵消量主要是通过签署抵消量采购协议（Emissions Reductions Purchasing Agreement, ERPA）来完成的，该协议中的要素主要包括价格、价格构成、成本分配以及交割条款（有保障的交付还是无保障的交付）等内容。电力公司在抵消量的采购协议中会用到固定价格、浮动价格或二者结合的复杂模式。固定价格给抵消量的卖方提供了有保证的价格，即未来有稳定的现金流入（同时也增加了他们的项目获得融资机会），并为电力公司对冲了抵消量价格上涨的风险。浮动价格意味着卖方还会受益于价格上涨。浮动价格的形式包括，按照固定金额或者固定比例在配额价格上进行抵减，或在抵消量二级市场价格基础上打折。

抵消量的二级市场交易

考虑到抵消量庞大的交易量，包括 BlueNext 环境交易所和洲际交易所在内的交易所都曾经开展过符合欧盟碳排放交易体系履约要求的抵消量交易。洲际交易所目前有抵消量交易，但交易量很小。目前，欧盟配额的交易价格一般在15-25欧元的范围内波动，而抵消量的价格只有 30 欧分左右。这是因为几乎所有的纳管企业都已经买到了他们需要的抵消量，但市场上还有多余的抵消量出售。

3.5 排放监测、报告与核查 （MRV）

监测是指在一定时期内（通常为一年）对纳管企业的排放进行量化测量的过程。核查是指确认量化测量是否符合监测计划和相关制度规定的过程。监测的所有步骤和程序在经营者所提供的监测计划中进行了定义。监测计划描述的是年度排放报告的内容。国家层级的相关管理机构通过现场检查的方式负责审查并批准监测计划及其实施情况。企业完成年度排放报告后，由第三方独立“核查机构”检验年度排放报告的内容。一旦报告完成核查，企业即可向相关机构提交报告，同时上缴相应的配额。相关机构会对报告进行复核并决定是否接受报告中的内容。这一套流程被称为碳排放交易体系的监测、报告、核查制度，即所谓的 MRV（Monitoring, Reporting, and Verification）。图 4 描述了各相关方在监测、报告、核查制度中的角色和职责。

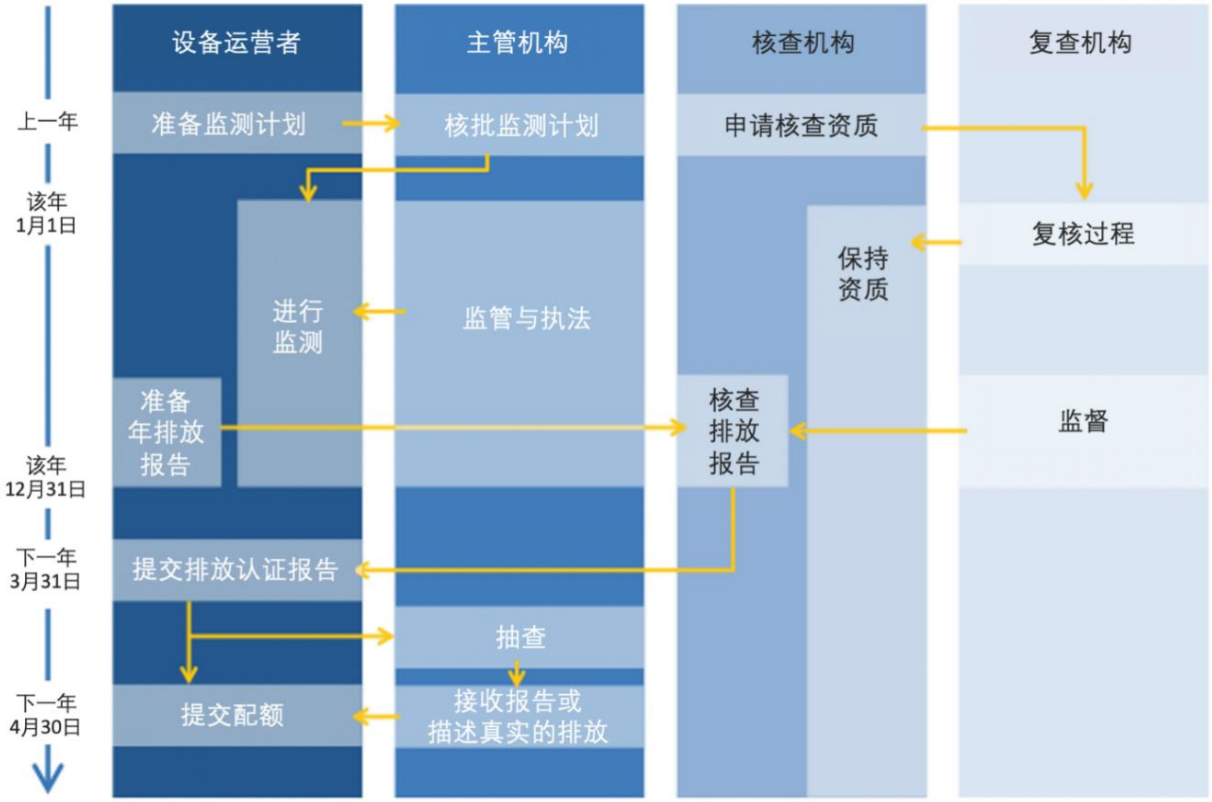

图 4 履约周期中各主体在不同环节中的角色定位和对应的职责
（资料来源：欧盟碳排放交易手册）

监测规定

《欧盟监测和报告条例》（委员会条例（EU）No 601/2012）对监测制度的所有要求进行了详尽的规定，包括模板和指南。纳管企业需要编制年度排放报告，用以报告碳排放量。《欧盟排放交易体系核查机构管理办法和核查规定》（委员会条例（EU）No 600/2012）统一规定了所有成员国进行核查的过程。

监测报告核查制度的基本原则包括：

- 完整性
- 一致性和可比性
- 透明度
- 准确性
- 方法的完整/合理性
- 可持续优化性

监测方法

标准法：根据燃料消耗进行计算，包括燃料消耗量、其组成结构（排放因子）以及氧化率的估算。 这一方法需要对燃料消耗进行测量和记录。



图 5 标准法

物料平衡法：基于投入产出的计算，即计算燃料碳含量及其在生产流程中的使用。物料平衡法可被用在需要考虑生产工艺流程的行业，如钢铁行业燃料中的碳并非全部燃烧产生二氧化碳，有一部分会贮存在钢铁及生产废料（炉渣）中。

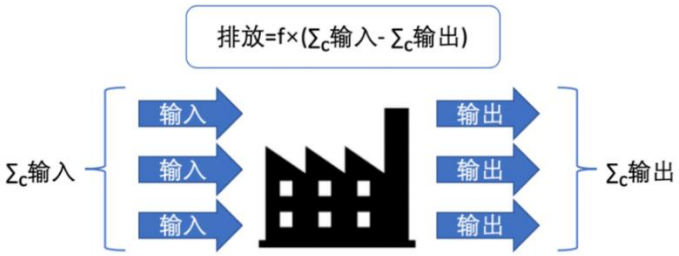

图 6 物料平衡法

直接监测法：采用直接和连续的浓度及流量监测来计算排放量。

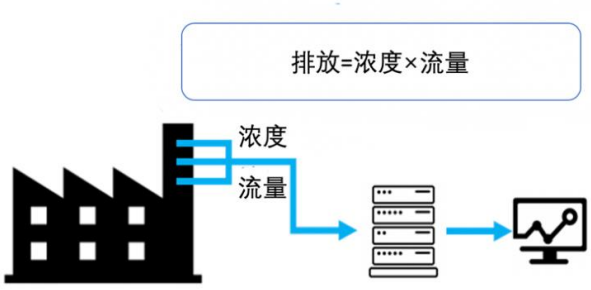

图 7 直接监测法

当其他方法不适用时，需要提出一种特定的方法作为“备选方法”，但备选方法会增加监测的复杂性。综合运用上述几种方法也是可行的。

电力行业的监测

与有复杂工艺流程的行业相比，电力行业的排放监测相对简单，它只涉及燃料燃烧排放，不包含过程性排放（例如生产水泥或炼钢的化学过程中也会产生 CO_2）。迄今为止，包括电力行业在内的欧盟主要行业排放监测是采用上文介绍的标准法，而不采用直接的连续监测。

对于燃气发电厂，需要监测所消耗天然气的总量（以立方米计），将总量乘以排放系数（与燃料燃烧百分比相关的氧化系数）即可得出排放量。排放系数的大小取决于天然气的热值（例如天然气中甲烷的百分比），也可以使用某天然气管网的默认值或采样实测值。对于燃煤和燃气发电的碳排放，综合考虑燃气电厂的普遍效率和能量值，一个现代的联合循环燃气发电厂在发电环节产生的排放量实际上约为 0.4 tCO_2/MWh。

对于燃煤电厂，排放量与燃煤量相关，并根据煤样中实测的碳含量或使用默认值确定排放系数。根据燃煤电厂的平均效率，每兆瓦时产生的排放量约为0.8 吨二氧化碳（对于燃气和燃煤电厂而言，两者的效率存在很大差异，排放量取决于所使用的技术类型，以及该电厂的工作年限）。

4. 电力企业参与欧盟碳排放交易体系策略

4.1 电力企业自营交易（Proprietary Trading）

对于欧洲大型的电力企业来说，在电力、天然气、煤炭和欧盟碳排放配额市场进行交易不仅仅是为了维持其正常的运营（或进行对冲交易）。他们有时还会持有投机性质的头寸（Position），也就是自营交易（类似于普通金融机构利用自有资金通过直接市场交易获取收益）。自营交易的目标是在进行配额交易的同时以承担某种程度的交易风险来赚取利润。欧盟电力企业通过在碳市场开展配额的自营交易也可以最小化被其他市场参与者抢先交易的风险。

电力企业在碳市场开展一定程度的自营交易能够有效的隐藏其真实的配额需求和交易模式。 比如电力企业不是一味的充当配额市场中的买方，也可以利用其自营交易随时进行配额的卖出操作，从而让其他的市场参与者难以预测其购买模式。

对于那些已经设立了交易部门的电力企业，自营交易已经成为其正常业务范围内的一部分。增加配额的自营交易也一样可以带来超额收益，但这要以电力企业承担相应风险为前提。

4.2 套期保值（Hedging）

欧洲的电力公司通常会提前一年、两年甚至三年在签订远期合约卖出电力，同时远期购买生产这些电力需要投入的资源，包括煤、天然气等燃料和碳配额。这个过程将分别锁定扣除碳配额成本的天然气发电的点火价差（Clean Spark Spread）以及扣除碳配额成本的煤电的点火价差（Clean Dark Spread）[5]，这意味着在实践中发电企业公司将不受市场风险的影响，而只会受到操作风险的影响。这一操作基本保障了发电企业未来的收入，便于投资者对发电企业的盈利进行预测，从而可以进一步提高企业的信用评级。

在实际运营中，电力公司的策略可能是通过签订远期电力合同的方式，提前卖出未来第一年发电量的 50%、未来第二年发电量的 30%和未来第三年发电量的 20%，同时购买所需的煤炭、天然气和碳排放配额。这样一来，如果产生突如其来的变化，企业的财务收入并不会受到较大影响。如果市场条件发生变化，它们仍然可以反向操作，对上述交易进行平仓处理。大型电力公司都会成立专门的交易机构来负责所有与能源相关的大宗商品交易，将配额购买与燃料采购、电力销售联系起来，统筹考虑各种因素。

由于电力企业是欧盟碳排放交易体系配额的主要买家，其在碳市场中配额的购买模式会对碳价产生重大的影响。对配额价格影响较大的指标是德国基础负荷煤电点火价差（用于表明德国燃煤电厂的盈利水平）。

当电厂的点火价差扩大时，电力公司会出售更多的远期电力，与此同时会购买发电所需的原材料（煤炭和碳配额）以锁定利润，随着市场需求的上升，会进一步带动配额价格的上涨。与此相反，点火价差的缩窄将对配额价格产生负面影响。高电价会提高电厂的点火价差，而较高的煤炭价格和配额价格将收窄利润率。电力企业进行套期保值参考的另一个指标是洲际交易所中所有配额期货合约里未平仓合约的数量。

[5] Clean spark spread 是指燃气发电机组扣除碳配额成本后的上网电价与燃料成本之差，Clean dark spread 是指煤电机组扣除碳配额成本后的上网电价与燃料成本之差。燃煤电厂所需的配额数量以及碳的成本通常是燃气电厂的两倍，这意味着配额的价格会产生更高的影响。

虽然绝大部分电力和配额交易量集中在未来一年的远期交易，但电力公司仍然会按照当前的市场条件来优化其交易头寸。对于电力来说，这种交易实际上影响着批发电价的高低。对于电力企业的配额交易来说，他们会根据前一天电力市场交易的情况用欧盟碳排放交易体系配额的期货合约或者在欧盟碳交易体系配额现货市场交易来调整其头寸。

4.3 欧盟碳排放交易体系企业履约工作的内部管理

当碳排放交易刚在欧洲实施时，很多企业认为它是类似于现行环境监管规则的一种环境履约义务，这也就意味着应该由企业中负责环境管理的业务部门来管理用于碳市场履约的头寸。一些小型工业企业目前仍旧是这种操作，这是由于他们现在可以获得免费的配额（这些配额基本上都是他们在欧盟碳排放交易体系前几个阶段获得的，并且超过了这些企业的实际需要），因此他们认为其他部门的工作人员没有必要参与到配额的管理工作中。

大型电力公司在考虑到巨额的履约成本及与此相对应的金融机遇后，很快就改变了策略，运用金融和交易的手段来进行履约管理。欧盟的大型电力集团都设有交易部门，负责电力、煤炭、天然气、石油和货运等与能源相关的大宗商品交易。因此，这些公司已经具备了在欧盟碳市场中进行配额以及抵消量积极交易的基础和能力。

碳资产头寸的集中管理

电力公司在多年的实践中完善了其在碳市场中进行头寸集中管理的方法。起初一家电力公司散布在欧盟各国的电厂要负责其自身的履约，这些隶属于同一电力公司但位于不同区域电厂的交易员们在同一市场进行交易，而没有从集团公司整体进行碳资产优化管理。这种操作会出现同一家电力公司不同分厂之间在进行买卖交易。

为了提高效率，抓住碳市场的金融机遇，目前大部分电力公司将其碳资产集中在总部的交易部门管理。公司下属的发电厂不再参与具体的交易，电力公司将对碳市场履约的头寸需求制定统一的套期保值以及交易的计划。

电力公司相关部门在欧盟碳排放交易体系中的角色

随着欧盟碳排放交易体系对电力公司重要性的提升，公司中负责碳资产业务的团队不断壮大，甚至大多数电力公司在公司治理的最高层面成立了“总量控制与交易委员会”。各个公司的管理方式各不相同，下面简要介绍公司内部相关部门与欧盟碳排放交易体系相关的关键角色/职能：

- **管理部门**
  欧盟碳排放交易体系对电力企业影响巨大，企业内部上至董事会层面都对其非常重视，甚至参与到欧盟碳市场的各项相关事宜中。
- **交易部门**
  负责执行交易，设计套期保值策略，进行自营交易、套利等业务
- **环境/技术/工程部门**
  参与到从欧盟碳排放交易体系的监测、报告和核查到减排项目执行等各种环节。
- **监管/政府事务部门**
  欧盟碳排放交易体系的政策调整会直接影响配额价格和电价，电力公司的监管/政府事务部门会积极与政府部门沟通，参与政策的制定与调整。
- **法务部门**
  负责交易合同以及涉及公司所有购买或出售碳资产相关合同的审核。
- **信用部门**
  审查公司进行配额和抵消量的交易对象。
- **风控部门/分析师**
  评估履约风险、交易头寸的风险，对配额价格进行长期的价格预测。
- **财务/会计/税务部门**
  处理配额和抵消量交易财务与税务方面的问题。
- **合规部门**
  对公司完成欧盟碳排放交易体系履约及公司其他业务开展合规检查。此外，排放配额在欧盟被视为一种金融工具，按照欧盟对金融工具的相关要求，公司持有配额头寸必须向主管部门报告和披露。
- **行政部门（包括交易的后台部门）**
  处理金融交易票据并进行相应的结算，负责配额在注册登记系统不同账户之间的划转，确保为每个工厂获得了履约所需的配额和抵消量。
- **项目及新业务开发部门/并购部门**
  欧盟碳排放交易体系对电力公司参与的任何新项目和投资都至关重要，包括风电场的开发建设及收购另一家电力企业等。

5. 欧盟碳排放交易体系的价格走势回顾

欧盟碳排放交易体系自 2005 年以来的运行和发展为我们提供了一些值得借鉴的经验教训。图 8 为欧盟碳排放交易体系第一阶段的价格走势。第一阶段是试点阶段，从 2005 年到 2007 年运行了三年。从图中的数字可以看出市场当时处于供过于求的状况。由于第一阶段的配额只能在该阶段内跨年存储而不可以进行跨阶段存储，这使得欧盟碳价在第一阶段快要结束之前几乎跌至零点。

从图中还可以看出，市场通过两年才意识到供过于求的问题。这与碳市场的纳管企业在欧盟碳排放交易体系启动前并未要求监测和上报排放量有关，即欧盟碳排放交易体系在启动时缺乏可靠的排放数据，欧盟官方是在第二年才首次公布了排放数据（对应 2006 年配额价格大幅下降）。

供过于求的另一个原因是欧盟各国在提交国家分配计划时采用了所谓的“祖父法”，也就是根据企业的历史排放数据为其提供免费的初始配额。而在官方排放数据缺失的情况下，企业为了获得更多的免费配额往往虚报自己的历史排放数据。被高估的历史排放量是市场最初过高估计配额需求的重要原因，这也解释了第一阶段开始时配额价格较高的原因。

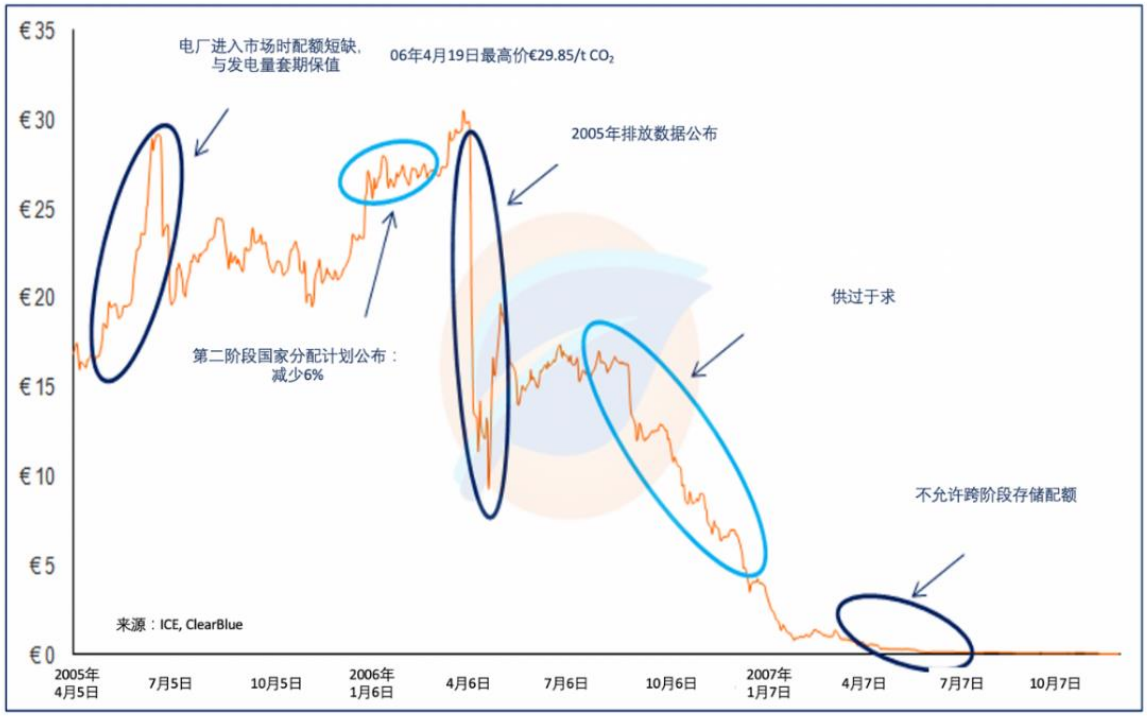

图 8 欧盟排放交易体系第一阶段配额价格

图 9 显示了第二阶段（2008-2012 年）和第三阶段（2013-2020 年）欧盟碳排放交易体系的价格变化曲线。配额价格的变化既受到全球新闻和事件（例如经济衰退和核电议题的决策）的影响，又受到欧盟碳排放交易体系监管政策相关的新闻和事件（例如折量拍卖[6]和欧盟排放交易体系的结构性改革）左右。

吸取第一阶段的教训，欧盟碳排放交易体系第二阶段的多余配额可以存储到第三阶段使用，尽管第二阶段再次出现供过于求（但这次的原因不同于第一阶段），配额

[6] 将更多的配额留到之后拍卖，减少近期配额的拍卖数量。

价格在第二阶段末并未像第一阶段末期一样降至零。从第二阶段存储到第三阶段使用的配额造成第三阶段启动初期配额价格低迷。2013 年 4 月配额价格达到了除第一阶段外的历史最低水平。

第三阶段（2013-2020 年）仍然供过于求，估计约有 15 亿吨的过剩配额。考虑到配额仍然被允许存储到第四阶段，并且市场预计在 2020 年之后出现配额短缺，所以预计第三阶段结束时价格不会再降至较低水平。实际上，配额价格在2018-2019年中显著上升。尽管欧盟碳排放交易体系市场持续供过于求，但电力公司采取套期保值战略是欧盟配额价格不会过低的原因之一。 据估计，电力行业目前持有市场内过剩配额的一半以上。工业企业同样持有一定数量的过剩配额，并且往往是它们在前两个阶段就获得的配额。由于预期未来配额价格会上涨，其他多余的配额基本上都是在许多投机者的手中。2020 年 2 至 3 月份，由于全球新冠疫情爆发和油价急跌导致欧盟碳排放交易体系中配额价格大幅跳水，从 23 至 25 欧元的水平在两周内迅速下降了超过 30%，之后又稍有反弹，目前维持在 20 欧元左右。

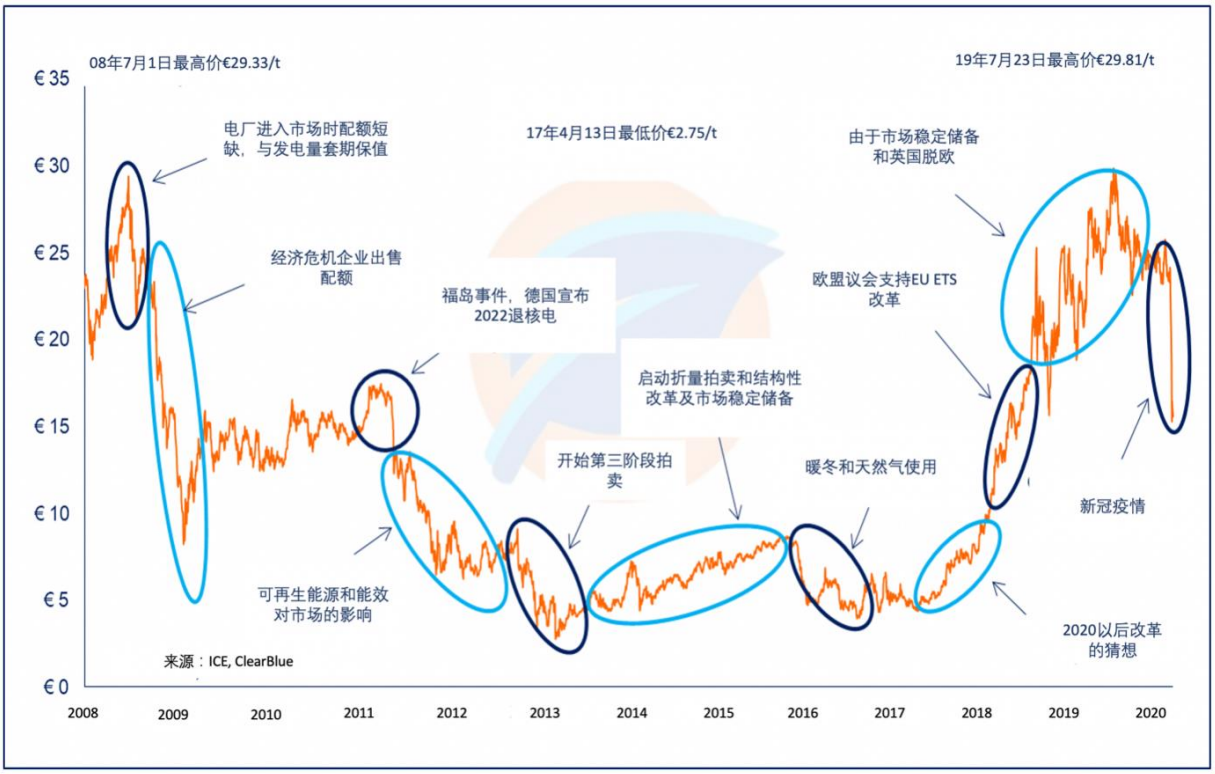

图 9 欧盟排放交易体系第二阶段和第三阶段的配额价格

图 10 显示了二级市场交易量和未平仓量[7]。 图中深蓝色竖条是每日的交易量，根据每日交易量的变化可以看出，重大事件不仅会导致价格波动，还会让交易量出现大

[7]该图显示了洲际交易所的成交量和未平仓量。洲际交易所是欧盟配额二级交易市场的最大交易所。

幅上升。上述重大事件既有碳市场监管方面的变化，也包括在“现实世界”中对能源、以及碳排放市场产生影响的信息等。例如，2014 年 3 月 15 日碳市场交易量大幅上升，当天配额交易量接近 1.2 亿，这一现象是由配额将进行折量拍卖这一信息导致的。2011 年 3 月 15 日欧盟碳排放交易体系的配额交易也出现了大幅上升，配额的交易量超过 6000 万。这次交易量上升的背景是受到日本福岛核事故的影响，德国总理默克尔宣布临时关闭 7 个德国核电站。

图中的浅蓝色线代表未平仓合约的数量变化（左侧 Y 轴），未平仓配额合约的头寸大致保持在 12 亿左右。 未平仓数量可以显示市场买卖双方的强弱。 未平仓合约的计算方法是，在加总目前市场中所有合约的基础上，减去已经平仓的合约，从而得到未平仓的合约数量。如一家电力公司下一年 12 月需要配额履约，若其目前账户中没有足够的配额，则其处于配额短缺（空头头寸），其需要通过购买远期或者期货的方式来购入 100 万吨第二年 12 月用于履约的配额，这就会增加 100 万吨的未平仓量，但如果该电力公司在相关产品未到期前出售其中 50 万吨配额，那又将减少市场上未平仓合约的数量。

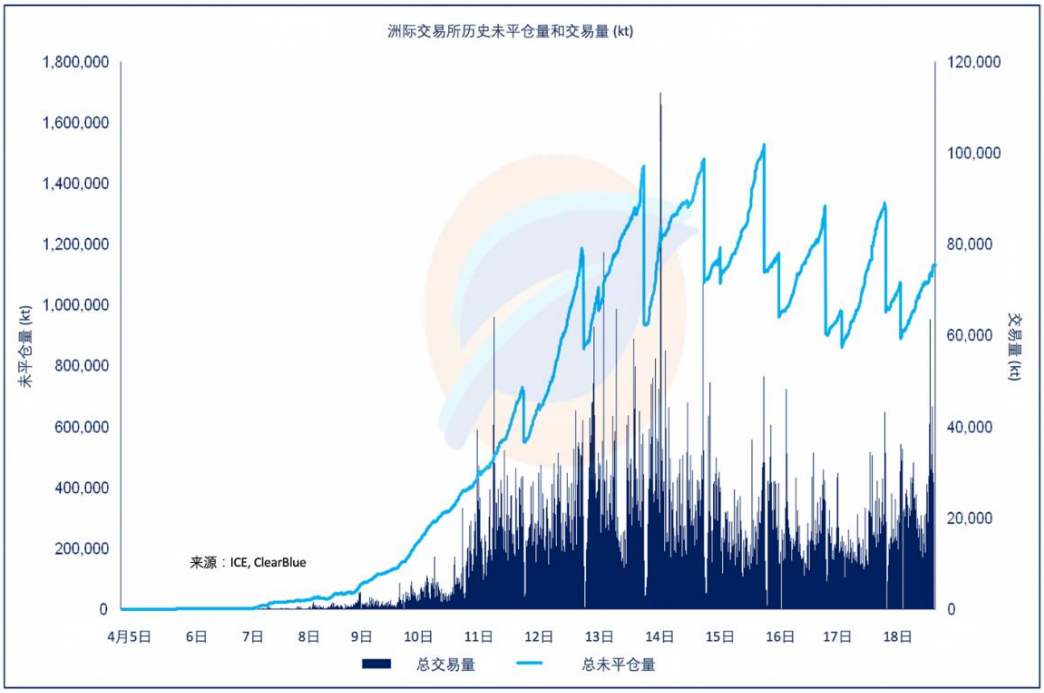

图 10 欧盟排放交易体系第一至第三阶段配额成交量和未平仓量

未平仓量每年都会在 12 月合约交割日前后（例如 12 月 15 日左右）大幅下降。 在 12 月份进行交割的期货合约是市场上交易最多的合约。 每当合约交割的时候（或交易商在交割前提前平仓时），市场上的未平仓合约数量就会减少。只有随着时间的推移，

当交易者开始新的头寸（交割日期在未来）时，市场上的未平仓合约数量又会再次增加。 在过去的 4 年中，每年 3 月份都会有未平仓合约数量的小幅回落。 需要进行履约的碳市场参与者，特别是电力公司，开始越来越多选择在 3 月份进行交割的合约，因为这更接近于每年 4 月的实际上缴配额的日期。

配额交易的期权市场情况在图 10 中并没有显示，但需要在这里进行说明：截至 2018 年 10 月 31 日，看涨期权的未平仓总量为 3.55 亿吨，看跌期权的未平仓总量为 2.81 亿吨。

6.行业协会的作用

欧盟的电力公司主要与国际排放交易协会（IETA）和欧洲电力工业联盟（Eurelectric）合作，进而影响欧盟碳市场政策领域。

国际排放交易协会是对欧盟碳排放交易体系最有影响力的组织之一。 国际排放交易协会是一家在 1999 年成立的非营利组织，旨在建立有效的温室气体减排交易国际框架。欧盟的大部分电力公司都是国际排放交易协会的成员，并积极参与了国际排放交易协会与欧盟碳市场改革和抵消机制相关的各种工作小组。对于电力公司而言，国际排放交易协会既可以为政府的最新决策提供重要信息来源，也能代表电力公司对政策制定者制定政策产生影响。

欧洲电力工业联盟成立于 1989 年，是代表欧洲电力行业共同利益的行业协会。欧洲电力工业联盟不仅关注欧盟碳排放交易体系，它在其中还起到了举足轻重的作用。国际排放交易协会和欧洲电力工业联盟这两个组织在游说欧盟碳排放交易体系市场改革方面都起到了积极作用。由于经济衰退造成的排放量减少，欧盟碳排放交易体系在 2009 年崩盘，市场的改革显得愈发重要。电力公司普遍赞成欧盟碳排放交易体系进行改革，也支持更具雄心的气候变化政策，这些政策可以抬高配额价格，例如折量拍卖、更严格的二氧化碳减排目标以及后来市场稳定储备机制。

欧盟委员会、欧洲理事会（成员国的国家元首或部长）以及欧洲议会负责欧盟的决策制定，所以欧盟碳排放交易体系改革是个很复杂的过程。电力企业还可以通过其自身直接影响或通过国际排放交易协会和欧洲电力工业联盟影响欧盟碳排放交易系统的改革过程。企业可以直接在其有发电业务的欧盟国家中与该国的部长和公务人员沟通、建立良好的政府关系；也可以直接接触欧盟层面的政策决策者（一些大的电力公司在布鲁塞尔设有办事处以便游说）。此外，他们还可以通过国际排放交易协会来进

一步巩固电力行业关于碳市场的观点和建议，他们也会通过欧洲电力工业联盟反映相关意见。

7.碳市场与电力市场相互作用的短期影响

7.1 电厂价格优先排序

价格优先排序法是按发电厂报价由低到高的排列确定电厂调度顺序的方法。电厂的报价可以反映出短期内发电厂发电的边际成本，由于可再生能源电厂运营成本非常低，因此边际成本较其他发电类型相比为最低，核电厂的边际成本略高，化石燃料电厂由于其使用的大宗商品（煤、天然气等）价格高所以边际成本最高。价格优先排序图（参见图 11 的简化示例）还可以展现出每种类型的发电厂可以提供的发电容量。

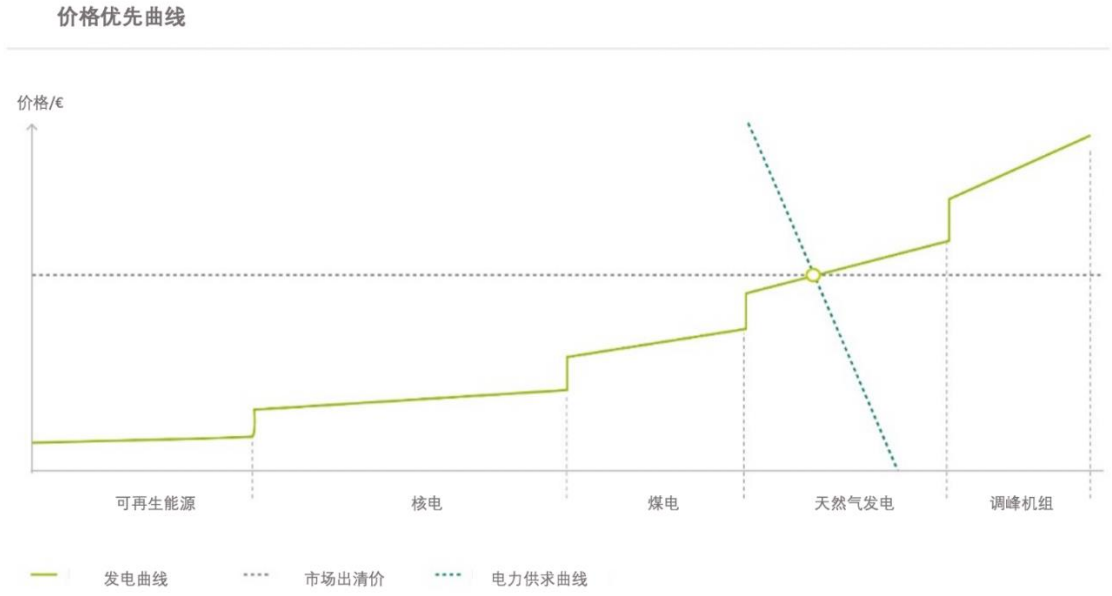

图 11 电力供给和需求：价格优先排序曲线 （资料来源：Next-Kraftwerke）

根据价格高低顺序调度发电可以通过集中管理实现，且功能完善的电力市场还能让发电成本实现最小化。

在欧盟电力市场中，电力批发市场中的市场机制采用了价格优先排序法。当出现由需求拉动造成价格上涨时，电厂管理层要根据电力批发市场价格是否超过其运行成本来决定是否继续电厂的运营（即增加其发电量）。这样，市场会“自动”采用价格优先排序。 所有进入电力批发市场的电厂都会采用这种方式竞价，形成统一的出清价格，这样边际成本越低的电厂盈利越高。

7.2 碳价对价格优先机制和电价的影响

不管是碳市场还是碳税形成的碳价都会反映到电力批发市场的价格中，从而影响价格排序，改变电厂的调度顺序。如图 11 所示，在电力市场中，随着用电需求增长，价格反映的是电厂发电的边际成本。按照价格由低到高的排序，在可再生能源和核电之后，煤电通常处于边际电价的位置，然后是天然气（和石油）发电，天然气发电一般是填补在需求高峰期较小的发电小时数缺口。引入碳成本后，碳价对碳排放强度大的煤电影响高过气电，这也就造成了调度顺序的改变，燃气电厂会取代煤电厂排在核电之后。

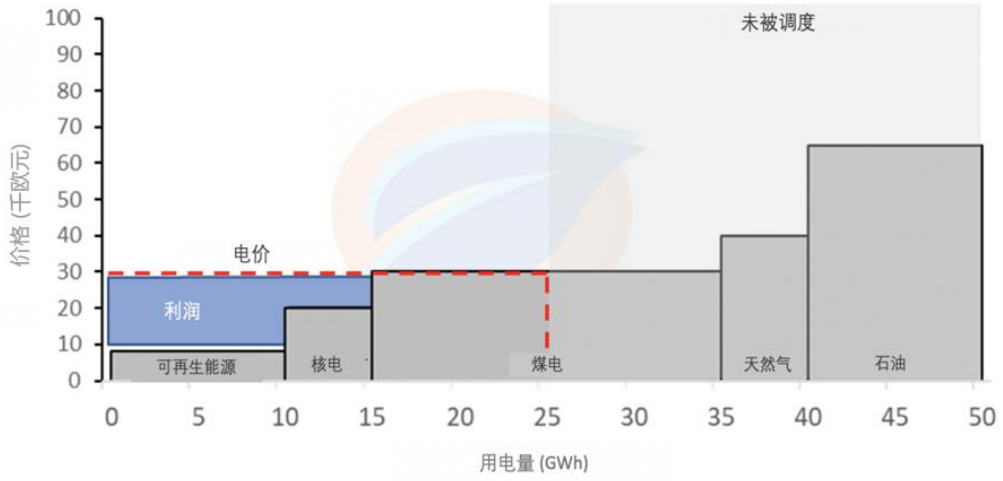

图 12 在引入碳定价机制前的“上网顺序”

图 12 显示了欧盟大部分地区在引入总量控制与交易体系之前的典型情况。在这个例子中，煤电运行基本上维持在其边际成本与上网电价相等的状态，此时的批发电价约为 30 欧元/兆瓦时。图 13 显示了引入碳价体系后的情况。碳配额的价格被添加到化石燃料发电厂的运行成本中，且煤电发电的单位额外碳成本远远大于气电。正因为如此，电厂发电的优先顺序发生了变化，即气电排在煤电之前。根据需求，当天然气发电处在运营边际成本与价格相等的状态时，电价将在 45 欧元/兆瓦时左右。如图 13 所示，当电力的需求增加时，煤电会再次处于边际成本与电价相等的状态，此时的电价上涨至 55 欧元/兆瓦时。

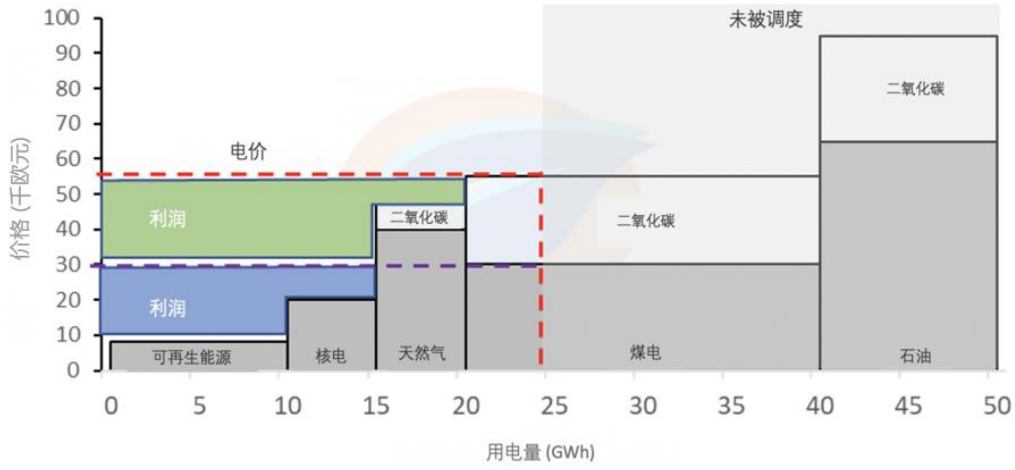

图 13 碳价机制引入后的调度顺序

如图 13 所示，碳价的另一个影响是产生由于特定电厂实际发电边际成本低于均衡价格而带来的利润（图 13 绿色部分）。这意味着在引入碳价机制后，可再生能源发电、核电甚至气电在某些情况下都会产生更高的利润。这部分利润是否属于暴利也陷入过激烈的争论，比如已经运行了 30 年的核电站或水电站在有碳成本后确实会因为引入碳价而获得大量额外收入。

上述价格排序只考虑了电厂运行的边际成本，即只关注电厂当下的运行成本，而所有与建设电厂相关的投资成本都被认为是沉没成本而不予考虑。特别是新的可再生能源电厂在投资建设时，其投资者将电厂零碳排放发电带来的收益全部算到了其投资的整体收入中。此时，如果配额价格不够高，尽管根据当下运行的边际成本计算可再生电厂是有运行利润的，但是考虑到其前期的投资成本，从总体来看其有可能是亏损的。即使对于已经运行很久的电厂，也不能简单的将其在碳交易体制下由于边际成本低于目前电价而获得收入视作是一种暴利。很多时候，在碳价达到一定水平的情况下，电力公司就会进行老旧核电厂或水电站的改建和翻新。

7.3 电力市场对碳配额价格的影响

上文中提到了碳价对电力市场的影响，同样，由于电力行业碳排放占比超过欧盟碳排放交易体系整体排放的一半以上，电力行业的任何调整都会对碳价产生影响。

比如，由于维修临时关停核电厂，或由于政治决策决定关闭核电厂等举措会推高配额价格。当大型核电站不再为电网供电时，其他类型的发电厂（主要是煤电和气电）就需要弥补这部分空缺。而随着煤电和气电发电量的增加，其对应的碳排放也会增加，

因此就需要在碳市场中购买更多的配额。同样，如果某年干旱情况比较严重，水电发电量减少，煤电和气电发电量增加，对碳配额的需求也会提高。

燃料等大宗商品的价格也会影响碳配额。如果天然气的价格远高于煤炭，就算煤电会产生更多的碳排放且需要购买更多的配额，煤电的发电成本还是会低于气电。因此，在电力市场按价格高低调度的排序中，煤电会优于气电。此时，煤电发电会超过气电，发电企业对碳配额的需求也会增加。

过去几年由于页岩气大开发，美国天然气价格大幅下跌。通常情况下，某种商品供给的增加会导致其全球价格下降，但由于天然气不易远途运输，美国天然气价格下调对欧洲与天然气相关的能源产生了反向的作用。由于美国页岩气供应充足，其价格相应降低，从而使得美国的电力行业从以煤炭为主逐步转向天然气占主导地位，同时这也意味着美国对进口煤的需求减少，间接导致全球各地煤炭供应出现过剩的局面，所以欧洲地区煤的价格反而下降。此外，由于页岩气无法出口到欧洲，欧洲的煤炭价格比天然气便宜得多，导致欧洲发电结构从天然气向煤炭转移，进而推高了当时处于低位的欧盟碳配额价格。

7.4 碳配额价格对电力消费端价格的影响

前面例子中提到的电价（每兆瓦时）是电力批发市场的价格，也就是电厂的所有者或运营者获得的收入。用户电价还要在电力批发价格的基础上加上供电的成本，包括但不限于电网成本、管理成本和消费电力需要缴纳的税款。用户的电价以千瓦时为单位计算，并且在一年时间内都是固定的，因此在设定消费端电价时，电力公司要综合考虑其预期下一年电力批发市场的价格水平以及他们在各个不同市场上通过远期协议进行套期保值的头寸。

如图 14 所示，批发电价和碳排放配额价格之间的相关性非常明显。该图显示了 2018 年德国电力批发市场在电力基本负荷状态下的电价以及与在 2018 年 12 月上缴的碳排放配额的价格。可以看出，在 2018 年，两个价格一直是正相关，且如果以 20 个自然日为周期进行考察，其相关系数在某段时间高达 95%。

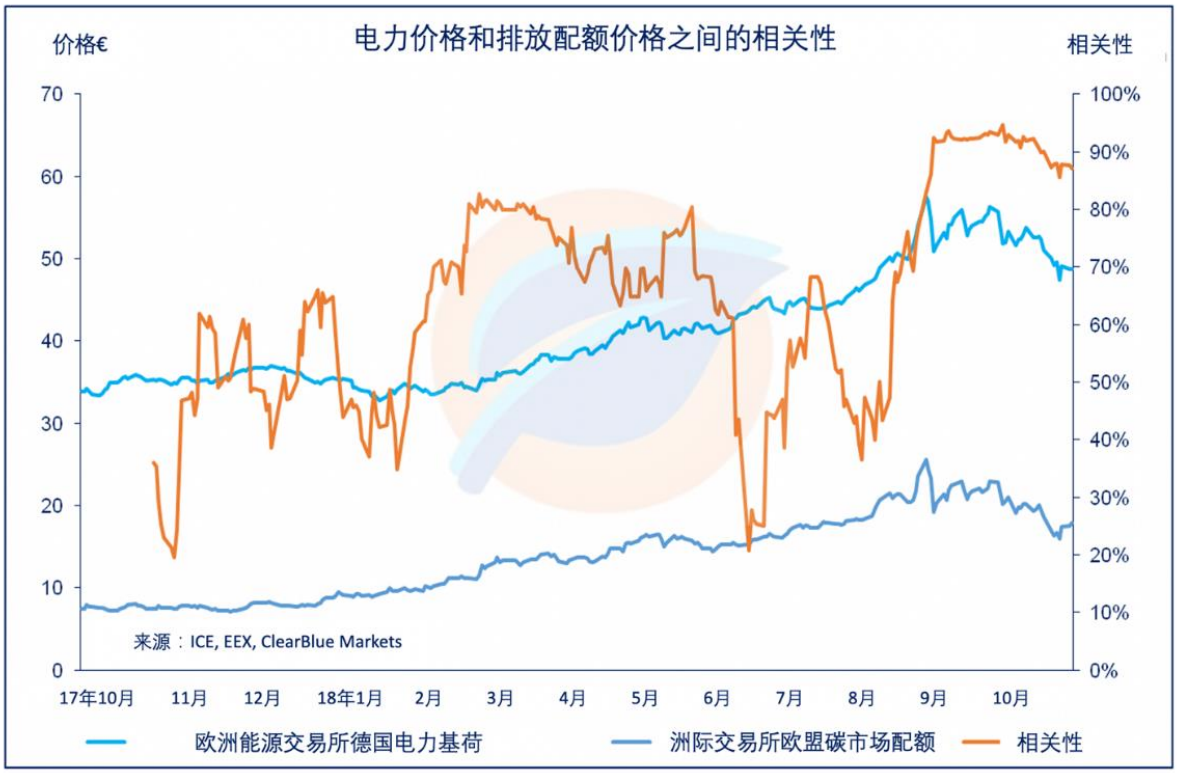

图 14 电力价格和排放配额价格之间的相关性

在许多欧盟国家，与电力相关的税收规定对电价的影响要远超欧盟碳排放交易体系对批发电价的影响。例如，在荷兰电力消费端价格的构成中，与电力特定相关的税费占其价格的一半左右。德国和西班牙的电力消费者支付的很大一部分费用被用于进一步推动这两个国家可再生能源的发展。

8.碳市场与电力市场相互作用的长期影响

8.1 对投资可再生能源的影响

理论上，引入碳价可以提高可再生能源发电运营利润，这也让可再生能源发电厂更有投资价值，从而会吸引更多资金投入可再生能源领域。因为无论是煤电还是气电都是在边际成本等于电价的状态下运营的，较高的碳价会提高煤电和气电的边际成本进而自动推高对应的电价，而相同条件下可再生能源发电并不会承担相应的碳价成本，所以在电价相同的情况下，可再生能源电厂将会获得更高的利润，从而使可再生能源发电也更具备投资价值。

但是上述理论并不总是适用于实际情况。由于欧洲目前适合开发水电项目的地区的水电站几乎都已经建成，之后只能进行风能和太阳能的开发。附带有水库的水电项

目（抽水蓄能）可以随时“按需”供电，而风能和太阳能则是间歇性供电的能源。在那些大力发展风能和太阳能发电的国家（如德国），有的时段可再生能源电力供应不能满足电网的需求，此时煤电或气电机组必不可少，这样煤电气电的边际成本也就决定了电力的批发价格。相反，在另外一些时段，风能和太阳能发电供应过多，这时所有的化石燃料发电厂就需要关闭。在德国，上述可再生能源发电的供应过剩曾经导致出现负电价的情况（即发电厂需要自己支付电价）。

当化石能源发电厂停止运行，而风能和太阳能占上网发电量的绝大部分时，碳价对电价的影响不大，也就是说风能和太阳能的运营商此时不会因为没有碳排放而获得额外的收益。为了刺激可再生能源发展，大多数国家都制定了可再生能源发电的最低电价，且这一价格不会考虑当前批发市场的价格的高低。

碳价对核电的运营利润也有类似的影响，但核电不是间歇性能源。不过，在大多数的欧盟国家，由于政治敏感性、投保的高难度以及前期建设投入成本高等原因，核电站并不是投资的最佳选择。因此，核电站也需要政府进行对电价进行补贴或担保。

发电厂投资的时间跨度很长（通常有几十年），而碳市场对电价的影响只是未来几年。因此，电力企业在做投资决策分析时，不仅要考虑当前市场价格因素，还要更加关注长期价格预测。在预测长期电价走势的过程中，需要考虑欧盟及其成员国在未来可能执行的与碳有关的政策，因为未来碳减排的目标对于长期发展影响较大。

通常，长期碳价预测会比未来市场上的实际碳价高很多，这可以通过期货市场的价格走势看到，这也是企业会将可再生能源或低碳能源作为未来发展重点的一个原因。

8.2 电厂发电模式的可选择性

在碳价的波动充满不确定性的情况下，发电机组在燃料使用方面的灵活性就具有很大意义。在欧盟碳排放交易体系实施初期，电力企业更青睐于具有“燃料多样性”的电厂，例如那些既可以进行燃气发电，也可以使用煤炭和生物质等多种燃料来完成发电的电厂，且这些电厂的位置尽量选在可以就近进行碳捕获与存储的地方。具备上述条件后，电厂就可以根据各种不同的燃料价格和碳价决定其运营方式。

随着退煤趋势进一步深化，多燃料发电的关注度持续弱化，且这类电厂大多数都处于待建或停工状态。近些年，西欧的电力公司已经不再考虑增加燃煤发电。

越来越多的间歇性可再生能源（太阳能和风能）发电被并入电网，在风能和太阳能发电不足以满足需求时，有充足的辅助电源可以运行就变得很重要。拥有大型水电站和水库的国家或地区可以在其他可再生能源资源充足时为水库蓄水，而在风能太阳

能资源不足时可以作为备用电源发电。尽管储能可以作为备用电源，且多样化的储能发展迅速， 但一般的备用电源都是由天然气发电机组充当。

8.3 政策互补是推动欧洲电力清洁发展的关键

尽管碳价是欧洲可再生能源发电投资的驱动力，但是欧盟碳交易体系只是欧盟推动可再生能源领域投资与发展的因素之一。除了欧盟碳排放交易体系，欧盟及其成员国层面采取的其他政策也在促进电力行业可再生能源发展方面起到了更重要的作用。欧盟提出到 2020 年，可再生能源占最终能源消耗总量的 20%，到 2030 年可再生能源至少占能源消耗总量 27%的目标。2019 年底，欧盟公布的《欧洲绿色协议》（绿色新政）提出，到 2050 年使欧洲将成为全球首个“碳中和”地区的宏大目标。

碳交易在欧盟电力清洁转型中具有低成本减碳的优势。虽然欧盟的可再生能源政策成功地让更多可再生能源并网发电，但与欧盟碳交易制度相比，它们的经济性会差很多。例如，根据德国刺激可再生能源发展的政策，减少一吨碳的成本约有数百欧元，而当时欧盟碳配额价格则是在 5 欧元左右。

尽管能源政策的经济性不如碳市场，但实际上欧盟的可再生能源政策和能效政策在某种程度上助推了欧盟碳配额价格的下降。欧盟可再生能源和能源效率目标是在欧盟排放交易系统已经开始运行的背景下设定的，即这些目标设定时欧盟未来几年碳排放总量控制的目标也已经确定。尽管这些政策与欧盟碳排放交易体系有重叠，有利于进一步降低欧盟国家的碳排放总量，但其实施时欧盟碳排放交易体系的碳排放总量设定并未进行调整，这也导致欧盟碳配额价格曾长期处于低位。直到 2017 年末以后，随着新的欧盟碳排放交易制度改革的实施，增加了市场稳定储备，欧盟配额价格才开始回升。

9. 欧盟电力企业参与碳市场的经验教训

9.1 履约经验与教训

按时完成履约

尽管欧盟碳排放交易体系中的大多数纳管企业多年来都遵守着相关规定，按时进行足额履约，但仍有一些企业因未能在履约期限内完成履约而被罚款，并且其相关信息还会对外公布进而影响企业的声誉。

合理利用抵消量履约

在欧盟碳市场中，尤其是在最初几年，企业经常犯的一类错误是没有用完其可用的全部抵消量。这主要是由于碳市场初期企业对抵消机制不熟悉，且初期配额成本较低的原因。当企业能获得足够多的免费配额时，他们就没有动力最大程度的使用更便宜且能带来更多经济利益的抵消量。但这并不能成为不使用抵消量的理由，因为这种做法并不能实现效用和利益最大化。

正确使用抵消量

在碳市场中，抵消量的使用规则经常会有变化。对于纳管企业来说，关注这些规则的变化，确保抵消量的合理使用非常重要，特别是要注意抵消量使用的时机问题。比如，欧盟碳排放交易体系规定在某一时间后不再接受某些类型项目产生的抵消量，如果错过这一时机，企业就不再能使用这些低成本抵消量履约。

使用对环境有益的抵消量

使用抵消量可以帮助企业实现可持续发展目标，而且企业也可以将其使用抵消量的情况写进其可持续发展报告中。但需要注意的是，某些抵消量的使用也会给企业带来声誉风险。尽管现在已经不能被使用，但之前氢氟烃（HFC）和一氧化二氮（N_2O）项目产生的抵消量就被认为“劣质抵消量”，这种抵消量的使用通常会受到非政府组织（NGO）和其他利益相关方的诟病。

9.2 企业管理经验与教训

积极参与一级市场拍卖

对于那些可以参与一级市场配额拍卖的企业，要时刻关注配额的拍卖价格，并与其在二级市场的价格进行对比。在欧盟碳排放交易体系中，一级市场拍卖价格与二级

市场的配额价格一直存在差异，有些企业因为没能根据两个市场价格差异的变化及时改变交易策略，而为获得配额支付了更高的成本。

集中管理碳资产

许多大公司旗下会有多家企业或者设备被纳入碳市场，这种情况下，公司集中进行碳资产管理非常重要，因为只要参与交易就会产生一定的成本。因此，如果公司先在自己内部的履约企业之间进行配额调配，即统一进行碳资产的统筹规划，可以降低企业参与碳交易的成本。 在欧盟碳市场的实践中，属于同一公司的不同设施运营商之间通过经纪商与对方进行交易的，会导致原本同属于一家公司的两方都产生了经纪商费用。

9.3 碳排放交易体系监管经验与教训

加强系统的安全可靠性

由于参与碳市场的企业用于来持有和交易配额以及抵消量的账户是主管机构指定的，相关企业没有进行自行选择的权利，因此他们只能依赖注册系统的主管部门来确保其账户的安全以，避免遭受黑客攻击等威胁。欧盟 ETS 系统经历了数次系统被黑客攻击以及配额失窃的事件，例如 2010 年，黑客攻击了罗马尼亚的注登系统，并盗取了罗马尼亚的豪瑞集团（Holcim Romania）账户中的 160 万欧盟配额，而后被不知情的企业购买并用于履约。最终欧盟最高法庭判决指出，企业有责任监控其账户情况并确保账户处于正常状态，因此欧盟委员会没有义务赔偿豪瑞集团被盗的配额。

完善管理规则防范欺诈

2010 年以前，税务部门将碳信用的转移视作一种服务，并基于此对配额或者抵消信用的卖方征收增值税。当时，很多交易所都提供现货产品交易，即在交易日后的一至三天内，以实物形式进行碳配额的交割和划转，而且当时的欧盟注册机构交易账户具备“实时”（即几秒钟内）转移和结算功能，即允许账户持有人在短时间内进行多次交易（涉及同一碳配额的转手交易）。犯罪分子进而利用这一点实施增值税多轮出售欺诈。由于跨国配额交易不需要缴纳增值税，增值税欺诈者在不支付增值税的情况下购买碳配额，并转移到其开立注册登记账户的国家，购入后欺诈者立即以包含了该国增值税的价格出售上述碳配额，一旦这些碳配额被售出，卖方会在上述交易信息转交给税务机构进行处理之前迅速注销公司实体并“消失”。据欧洲刑警组织估计，在 2008 年 6 月至 2009 年 12 月期间，增值税多轮出售欺诈造成的损失约为 50 亿欧元。图

15 说明了通过欧盟碳交易配额交易进行增值税欺诈的过程。 此后，欧盟已经制定并完善了减少此类欺诈的规则和程序。

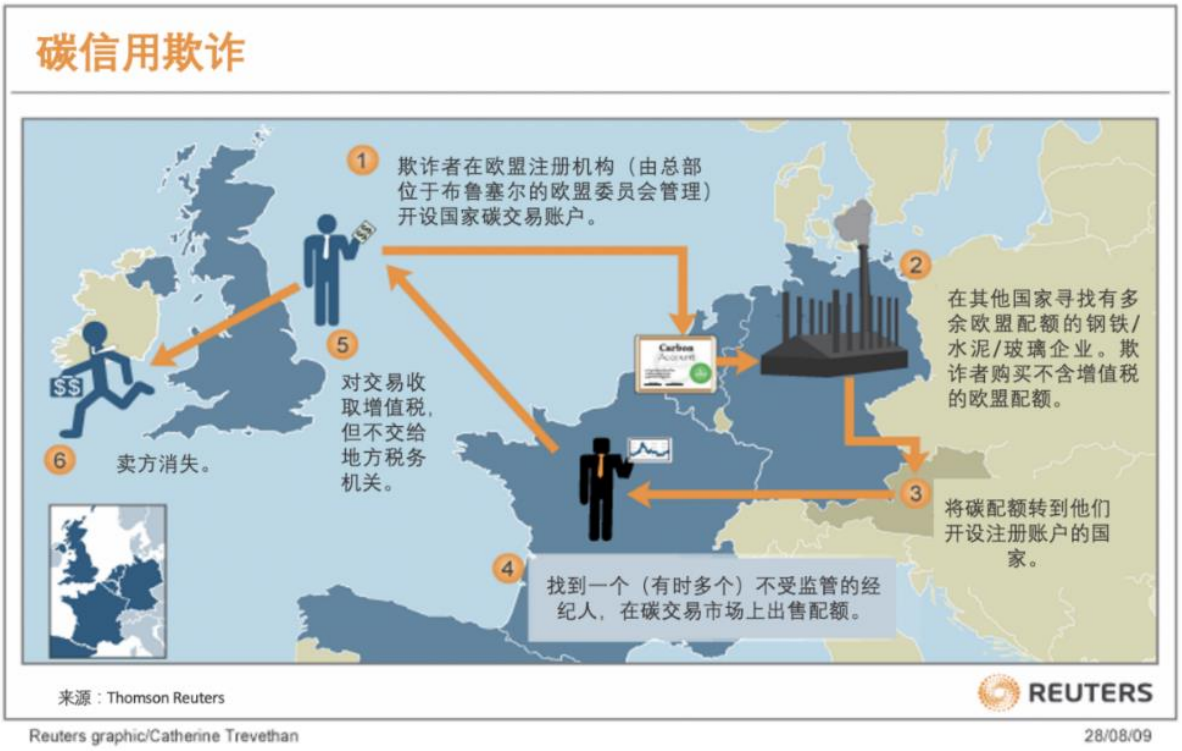

图 15 欧盟排放交易体系内增值税欺诈流程示意图



美国环保协会北京代表处

中国北京市东城区安定门东大街28号C501室

邮编：100007

+86-10-64097088

http://www.edf.org

http://www.cet.net.cn

王昊

全球气候项目 主管

haowang@cet.net.cn