

中国工商银行城市金融研究所简介

中国工商银行城市金融研究所成立于 1993 年，是工商银行的战略研究及规划制定部门，在为工商银行经营发展提供智力支持和决策参考的同时，还以建设“中国金融业智库”作为发展愿景，致力于为中国金融系统的健康、可持续发展贡献智力支持。近年来重点推进绿色金融领域的国际国内合作及前瞻性研究，探索环境风险量化方法，开展环境风险压力测试、ESG 绿色评级与绿色指数的研究工作。



相关研究成果



环境因素对商业银行信用风险的影响

<http://www.greenfinance.org.cn/displaynews.php?id=2493>

ESG 评级及绿色指数研究

<http://www.greenfinance.org.cn/displaynews.php?id=2491>

中英环境信息披露 2018 进展报告

<http://www.greenfinance.org.cn/displaynews.php?id=2381>

碳交易对商业银行信用风险的影响

——基于火电行业的压力测试研究



ICBC  中国工商银行



北京环境交易所
CHINA BEIJING ENVIRONMENT EXCHANGE

合作机构介绍

中国工商银行

中国工商银行成立于 1984 年 1 月 1 日，2005 年 10 月 28 日整体改制为股份有限公司，2006 年 10 月 27 日成功在上交所和香港联交所同日挂牌上市。经过持续努力和稳健发展，工商银行已经迈入世界领先大银行行列，拥有优质的客户基础、多元的业务结构、强劲的创新能力和市场竞争力。工商银行将服务作为立行之本，坚持以服务创造价值，向全球 703.3 万公司客户和 6.07 亿个人客户提供全面的金融产品和服务。工商银行自觉将社会责任融入发展战略和经营管理活动，在发展普惠金融、支持精准扶贫、保护环境资源、支持公益事业等方面受到广泛赞誉。工商银行连续六年蝉联英国《银行家》全球银行 1000 强、美国《福布斯》全球企业 2000 强及美国《财富》500 强商业银行子榜单榜首，并连续三年位列英国 Brand Finance 全球银行品牌价值 500 强榜单榜首。

北京环境交易所

北京环境交易所（环交所）成立于 2008 年，是经北京市人民政府批准成立的综合性环境权益交易机构，主要使命是为环境权益定价、为低碳发展赋能，服务北京低碳城市发展、服务国家生态文明建设、服务全球应对气候变化。环交所不断探索用市场机制推进节能减排的创新途径，相继成立了碳交易、排污权交易、节能、低碳转型服务、能力建设、绿色出行等业务中心，形成了涵盖环境权益交易、绿色公共服务、低碳发展服务和绿色金融服务的业务架构。作为中国碳市场重要的开拓者、建设者和参与者，环交所是国家首批备案的中国自愿减排交易机构、北京市政府指定的北京市碳排放权试点交易平台，也是未来全国多层次碳市场的重要组成部分；在绿金委指导下，环交所牵头成立了绿金委碳金融工作组，系统开展碳金融相关的政策咨询、基础研究和产品创新。环交所将在主管部门指导支持下，致力于将北京建设成为有国际影响力的碳定价中心和绿色资产交易中心。

中国工商银行与北京环境交易所联合课题组

课题组组长

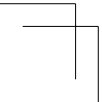
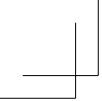
- 周月秋 中国工商银行城市金融研究所所长
- 朱 戈 北京环境交易所董事长

课题组副组长

- 殷 红 中国工商银行城市金融研究所副所长
- 梅德文 北京环境交易所总裁

课题组成员

- 胡 婕 中国工商银行城市金融研究所处长
- 綦久竑 北京环境交易所总裁助理、研究发展部主任
- 胡桂斌 中国工商银行信贷与投资管理部处长
- 乐 宇 中国工商银行城市金融研究所资深经理
- 许小虎 北京环境交易所研究发展部副主任
- 张静文 中国工商银行城市金融研究所分析师
- 于晓林 北京环境交易所研究发展部高级经理
- 申丽娜 北京环境交易所研究发展部资深经理
- 郭洋洋 北京环境交易所研究发展部高级经理
- 金子盛 北京环境交易所研究发展部业务主管



摘要

从最新进展看，碳交易机制已成为各国应对气候挑战、实现《巴黎协定》国家自主承诺减排目标的重要途径。2017 年 12 月，我国印发了《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》，明确全国碳市场分基础建设期、模拟运行期和深化完善期三个阶段稳步推进，并将于 2020 年在发电行业交易主体间开展碳配额现货交易，逐步扩大市场覆盖范围，丰富交易品种和方式。碳交易政策将可能增加高排放企业的经营成本，降低其盈利能力和偿债能力，从而可能增加贷款银行的信用风险。

本研究旨在测算我国碳交易市场的发展可能对相关行业带来的影响，并为商业银行识别和量化碳交易带来的信用风险提供一套工具。报告首先提出了碳交易压力测试的主要背景与思路；其次针对火电行业，运用工商银行的数据测算出轻度、中度、重度三个压力情景下信用风险的大小；最后，结合测试结果提出政策建议和下一步研究方向。此项研究既有理论创新，又具实践价值，研究形成的碳交易压力测试以及行业影响测算模型具有很强的可推广性，能够为我国相关政策制定及金融机构量化碳交易带来的转型风险提供帮助。

碳交易压力测试的背景及意义

（一）碳交易压力测试的主要背景

全球碳交易进展显著。随着全球气候挑战不断加剧，碳交易机制已经成为各国应对挑战、实现《巴黎协定》关于国家自主承诺减排目标的重要途径。全球引入碳交易机制的主要国家和地区包括：欧洲的欧盟成员国和瑞士，北美的加拿大魁北克与安大略等省、美国的加州与麻省等美国东北部九州（即区域温室气体减排倡议，RGGI），大洋洲的新西兰，亚洲的日本东京都和埼玉县，哈萨克斯坦，韩国，中国的北京、天津、上海、重庆、湖北、广东、深圳等七省市试点（2016 年后增加了福建）。上述区域的 GDP 全球占比超过 50%，人口占比近三分之一。

中国碳市场稳步推进。中国自 2013 年启动七省市碳交易试点以来，至今已完成 5 个履约年度。截至 2018 年底，七省市试点碳市场碳配额累计成交 2.63 亿吨，累计成交额近 54 亿元，成交均价为 20.53 元 / 吨。2015 年 9 月 25 日，习近平主席在《中美元首关于气候变化的联合声明》中重申，中国将在 2030 年达到碳排放

峰值并力争提前达峰，同时宣布中国将于 2017 年正式启动全国碳排放权交易体系，覆盖电力、钢铁等六大重点排放行业。2017 年 12 月 19 日，国家发改委宣布正式启动全国碳排放权交易体系，2020 年将率先在发电行业开始交易。

碳交易对金融机构的影响日益显著。主要挑战包括：一方面，碳交易机制要求企业根据自身的排放情况在碳市场中买卖碳配额，这将增加部分高排放企业的经营成本，从而影响其经营业绩及偿债能力，进而加大金融机构的信用风险；另一方面，金融机构作为碳市场的主体直接参与碳交易，根据自身排放情况在碳市场中购买和出售碳配额，这可能会对金融机构的经营成本产生影响。与此同时，碳市场的发展也将为金融机构开展产品和服务创新带来新的机遇。此次研究主要针对碳交易对金融机构信用风险的影响。

（二）碳交易压力测试的意义

首先，全球能源正在向低碳化转型，碳交易机制是通过市场方式适应能源转型的重要创新，将在未来较长时间内对全球企业和金融机构产生深远影响。

其次，我国碳交易市场建设正在不断完善，七省市试点结束后，我国碳市场将走向全国统一，纳入碳交易的行业范围也将逐步扩容，将通过影响相关企业的财务情况，从而影响贷款金融机构的信用风险。

第三，目前我国碳价格仍处在低位，但长期看碳价上升至合理区间是大概率事件，这将进一步增加高排放企业的经营成本：不达标企业将花费更多资金购买碳配额；同时企业将需要不断改进生产流程、更新设备或采购更清洁的生产资料来降低碳排放。在此背景下，金融机构面临的信用风险也将随之上升。

因此，对碳交易进行量化分析有助于商业银行更为有效地制定行业信贷政策、调整资产结构、识别和管理转型风险，以更积极主动的姿态迎接低碳时代的到来。

工商银行碳交易压力测试思路及结果

工商银行碳交易压力测试在“碳交易压力测试模型”（模型框架见附件）的基础上，根据全球及中国碳市场发展进程、我国火电行业客户特征以及课题组积累的专家经验，选定了最具代表意义和现实意义的情景，并利用工商银行实际数据进行测算^[1]。基本思路如下。

[1] 此次压力测试仅针对煤电机组，不包括气电机组。

（一）压力因素的选择与压力指标的得出

课题组经过系统分析及专家调研，针对碳交易对火电行业控排企业带来的压力，筛选出以下 4 个最主要的压力因素：一是碳价，碳价高低直接决定企业的购碳成本；二是行业基准线，行业基准线界定了行业的平均减排成本，是配额分配的重要依据；三是有偿分配比例，国内外碳交易机制启动初期在碳配额分配方面一般以免费发放为主，之后逐步引入拍卖等有偿分配方式，有偿分配比例的高低直接决定企业成本；四是减排技术应用，不同减排技术路线及应用程度带来的成本压力会有较大差异。其中，减排技术应用因素可以通过减排技术成本和减排效果两个指标来描述，前者是指企业研发和应用减排技术带来的经营成本，后者是指减排技术能够为企业带来的排放减少效果。此外，碳交易还会带来相应的人力资源成本、交易成本、碳核查成本等方面的管理成本，但由于这些成本因素或者很难量化，或者相对占比较小，本次压力测试研究暂时不予考虑。

通过测算以上这 4 个压力因素（量化碳价、行业基准线、有偿配额比例、减排技术应用）对企业的影响程度，最终得出“度电成本增加值”。这个“度电成本增加值”就是我们压力测试的关键压力指标。

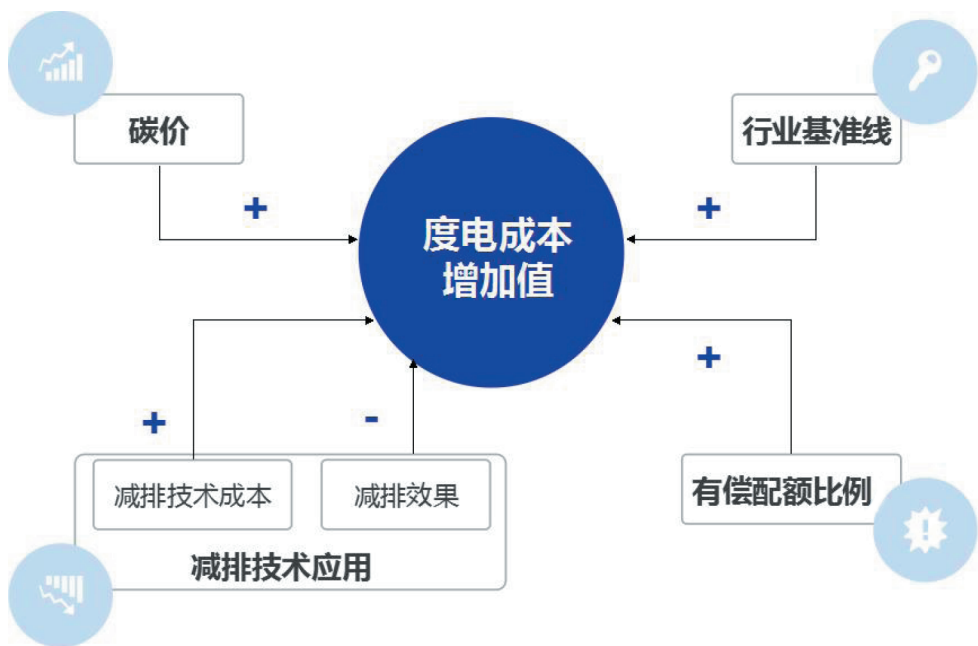


图 1 火电企业度电成本增加值测算逻辑

(二) 压力情景及主要参数的设定

根据“碳交易压力测试模型”，结合行业及工商银行火电行业客户现状，课题组设定了轻度、中度、重度三个压力情景，分别对应近期火电行业全面参与碳交易的预期价格水平（50 元 / 吨）、中期火电行业碳定价达到国际水平（160 元 / 吨）、远期火电行业强化减排情景下较具雄心的碳价水平（200 元 / 吨），以及不同机组对应的行业基准线、有偿配额比例、技术成本和减排效果（参见表 2-1）。

表 1 压力测试情景的主要参数

压力测试情景			近期（轻度）	中期（中度）	远期（重度）
主要参数	碳价，元 / 吨 CO2		50	160	200
	行业基准线， 吨 CO2/MWh	超超临界	0.825	0.8066	0.744
		超临界	0.865	0.861	0.7954
		亚临界	0.9236	0.8928	0.8155
	有偿配额比例		3%	10%	30%
	技术成本，元 / 度电		0	0.000198	0.000396431
	温室气体削减（减排效果）		0	0.02%	0.04%

（三）测算压力指标对银行信用风险的影响

一是**计算企业营业成本的增加**。根据企业主营业务收入和上网电价推算出一年内的发电量，然后根据不同机组计算出企业在压力情景下每度电所增加的成本，计算出企业主营业务成本的增加金额。

二是**更新企业财务报表**。根据主营业务成本变化的金额，按照财务报表的钩稽关系以及基本处理规范，计算出利润表和资产负债表的主要指标。

三是**代入客户评级模型**。评价模型由定量和定性评价两部分构成。定量评价指标包括规模、偿债能力、杠杆比率、流动性、盈利性、运营能力、发展能力等七个方面。从审慎角度出发，假设定性评价得分与定量评价得分同比例下降。同时，对于压力情景下营业成本下降的客户，信用等级保持不变。

（四）压力测试结果

首先，**碳交易对企业财务表现有明显影响**。在三个情景下，火电行业客户单位成本增加分别为 0.23 分/度电、1.89 分/度电和 6.7 分/度电，随着度电成本的递增，企业营业成本也呈现递增趋势，在轻度、中度、重度压力情景下营业成本比营业收入分别为 86.1%、91.5% 和 108.2%，尤其是重度情景下，火电行业平均成本已经大于收入。此外，三个情景下新增净利润为负的企业数也是递增的。

其次，**碳交易会 increase 商业银行的信用风险**。因碳减排成本增加，部分火电企业信用评级出现下调，在轻度和中度情景下仅有少量企业信用评级下调一级，在重度情景下出现了少数企业评级下调 2 级的情况。

最后，**工商银行资产组合的碳交易风险整体可控**。虽然碳交易将会增加工商银行资产组合的信用风险，但风险整体可控。原因是工商银行自 2003 年开始对高污染、高能耗、高排放行业进行了客户结构调整和规模压降，目前资产组合中火电行业企业几乎均为大型优质企业，其整体环境表现在行业中处于较好水平。因此碳交易对工商银行的信用风险影响可控。在轻度和中度情景下，还分别有约 150 家和 50 家企业可以在二级市场碳配额交易中获利。

政策建议

（一）对商业银行的建议

第一，火电行业机遇与风险并存，建议细化行业投融资政策。火电行业面临的环境风险主要来自三个方面，一是全球范围内以“去煤”为代表的能源结构转型不断推进，新能源对传统煤炭的替代步伐加快；二是我国去产能和环保升级进程加速，火电企业利润空间受到压缩，行业风险整体上升；三是火电行业是碳排放大户，已被纳入首批参与碳交易的行业范畴，我们的压力测试结果也显示，随着碳市场逐步完善和企业参与碳交易步入常规化，碳交易机制的实施和深化将显著增加企业成本。

从我国火电行业运行情况分析，仍存在一定发展空间：一是我国工业化进程尚未完成，未来城镇化、电气化也将带来大量用电需求，我国能源缺口依然较大，火电作为我国主要电源的地位短期内不会改变；二是能源基础设施建设及节能减排设备改造存在大量投资机遇。例如，根据“十三五”电力规划，火电企业将实施灵活性改造（2.2 亿千瓦），节能改造（3.4 亿千瓦），超低排放改造（4.2 亿千瓦），这将带来大量基础设施和设备投资机遇；三是清洁能源在我国有较大发展空间。2019 年 3 月发改委等部委联合发布《绿色产业指导目录》，将以清洁煤为代表的清洁能源纳入绿色产业范围，为我国清洁能源的发展拓宽了空间。

综合考虑以上因素，建议金融机构审慎研判火电行业的机遇与风险，制定差异化的行业投融资政策，在把握政策和市场机遇的同时严控风险。

第二，建议金融机构择优审慎支持火电企业和项目。首先，建议对新增火电融资持谨慎态度，择优支持清洁能源、能效提升等领域的优质火电项目；择优支持缺电省份自用项目和输电通道已建成的跨区外送项目；择优支持已并网发电且运营情况良好的项目运营期贷款；择优支持具有良好环境和社会表现的火电企业“走出去”项目；关注火电企业国企改革可能带来的市场机遇。

第三，建议加强对火电行业存量融资的风险管理。一是坚决退出产能落后、利用小时数过低、持续严重亏损的火电企业；二是高度关注火电行业转型风险，密切关注环保政策动向，适时调整火电行业投融资策略，同时高度关注火电行业纳入全国碳交易带来的不利影响，尤其是评级较低和中小型火电企业的风险；三是高度关注国家停建和缓建项目的项目融资风险；四是火电行业风险管理要同时考察项目和所属法人的情况，综合评价后作出判断。

（二）对政策部门的建议

第一，建议政策部门在推出碳交易政策前，组织相关企业和金融机构开展压力测试和情景分析，测算企业及金融机构的承受能力，为提升决策的科学性做参考。

第二，根据我们的压力测试结果，在多个压力因素中，有偿碳配额比例指标较为敏感，对压力测试结果的影响较大，建议政策部门在有偿配额指标的决策中可采用压力测试方法。

本研究的创新之处及努力方向

（一）本研究的创新与贡献

从国内外相关研究的比较看，此项压力测试研究已处于前沿，主要创新点在于：

一是通过系统分析碳交易压力测试的各项影响因素，构建出碳交易压力测试情景分析的逻辑框架和理论模型。通过工商银行实际数据验证后发现，该模型能够较为科学地模拟各个情景下碳市场特征，对各个企业客户表现具有良好的区分度。

二是打通了“碳交易－企业－银行”的压力传导路径，证明了碳交易市场的推出将对企业和金融机构的经营产生影响，并量化测算出这一风险的程度。

三是本研究是以火电行业为例开展了实证研究，相关的思路和方法具有很强的可拓展性，可被金融机构广泛运用于其他相关行业。

四是本研究充分整合了工商银行在压力测试研究和海量数据储备方面的优势，以及北京环境交易所应对气候变化、碳交易政策研究以及试点碳市场建设运营方面的丰富经验。两家机构各展所长，使这次跨界合作产生了良好效果。

（二）下阶段的努力方向

虽然课题组为此报告投入了大量的研究力量，但由于受数据可获得性、准确性以及政策不确定性等因素影响，我们的研究仍有可以继续提升的空间。下阶段，我们将从以下几方面不断完善此项研究：

技术层面。一是进一步优化模型，完善碳价、配额拍卖比例、基准线设定、减排技术应用之间的耦合关系，细化各压力因素之间的内在关联关系，不断完善情景假设，探索构建动态压力测试模型；二是进一步探索碳价对火电行业上下游行业的转嫁机制，提升商业银行火电行业碳交易压力测试的置信区间；三是进一步研究排污权交易等其他环境权益交易政策可能给商业银行带来的影响。

应用层面。一是将碳价对商业银行信用风险的压力测试，逐步拓展到水泥、钢铁、电解铝、航空等未来将纳入全国碳市场的相关行业；二是为我国金融投资机构提供模型框架参考，帮助更多金融投资机构开展碳交易压力测试，使测试结果更有参考价值；三是进一步将商业银行火电行业碳交易压力测试的思路拓展到“一带一路”沿线国家的金融机构，分析碳交易等环境权益交易政策对商业银行国际化经营的潜在影响。

附件

碳交易压力测试模型框架

(一) 碳价传导：消化及转嫁

压力分界线：行业基准线。在碳定价机制下，并非所有的企业都会承受碳减排政策带来的压力。真正承受减排压力的是那些碳生产率较低的高排放企业，而碳生产率较高的低排放企业反而能够通过碳市场出售富余的碳配额获利。在同一行业里，决定企业在二级市场上是否会直接承受减排压力的分界线就是行业基准线，只有在基准线以下的企业才会直接承受减排压力。随着时间的推移以及控排力度的增强，基准线也会不断上移。

承压弹性：碳价消化能力与碳价转嫁能力。同一行业的直接承压企业由于发展水平的差异，各自的承压能力即承压弹性也不一样。承压弹性的高低，决定了企业各自的风险暴露程度。承压弹性主要体现为两个指标：一是碳价消化能力，即通过自身努力将碳价带来的成本增加进行消化；二是碳价转嫁能力，即利用自己的市场地位将碳价带来的成本增加让供应链上的其他环节承担。企业碳价消化能力的高低，受到直接和间接两方面因素的影响。直接因素是企业的盈利水平，盈利状况越好，碳价带来的成本压力摊薄后就越小；间接因素是企业的技术水平，技术水平高或向低碳技术路线切换更顺畅的企业，未来持续盈利能力会更强，减排空间也会更大，因此对碳价压力的消化能力也就越高。企业碳价转嫁能力的高低，则主要由其行业地位决定，行业地位最直接的指标就是在供应链上的定价能力，定价能力越强碳价转嫁能力也越高。在充分竞争性行业，由于市场竞争的压力，企业将碳价成本向外转嫁的空间有限，往往只能自我消化；而在垄断性行业，由于客户或消费者选择余地不大，企业掌握着定价主动权，因此转嫁碳价成本的动机和能力也越强^[2]。由于碳价转嫁涉及到的情况很复杂，本次压力测试暂不考虑这方面的因素。

[2] 一项对 2005-2006 年法国、德国、荷兰、瑞典、英国电力行业远期市场成本转移比例的研究发现，多数情况下转移给消费者的成本占碳配额价格的比例介于 38-83% 之间，少数情况介于 103-134%，最高比例达 182%（The impact of the EU ETS on electricity prices, Final report to DG Environment of the European Commission, J.P.M. Sijm, S.J. Hers, W. Lise, B.J.H.W. Wetzelaer, 2008.12）。2010 年时的另一项研究发现，欧盟电力批发市场的配额成本转移比例位于 70-90% 之间（The impact of the EU ETS on prices, profits and emissions in the power sector: Simulation results with the COMPETES EU20 model. Environmental and Resource Economics. Lise, Wietze & Sijm, Jos & Hobbs, Benjamin. 2010.4）。

(二) 压力测试基本流程

压力测试步骤。商业银行的压力测试包含五个步骤：第一步选择要测试的资产组合，第二步选择施加的压力因素及压力指标，第三步选择承压对象并确定承压指标，第四步构建情景、构建传导模型，第五步执行压力测试和结果分析。

商业银行火电行业碳交易压力测试步骤。第一步，选择需要测试的火电企业客户资产组合；第二步，选择碳价水平、行业基准线、有偿配额比例以及电力减排技术应用等主要压力因素，在低、中、高三种压力情景下计算出承压指标度电成本增加值；第三步，选择商业银行的承压对象并确定承压指标；第四步，结合碳交易压力测试情景，构建度电成本对商业银行的压力传导模型；第五步，执行商业银行火电行业信贷资产的压力测试，并进行结果分析。

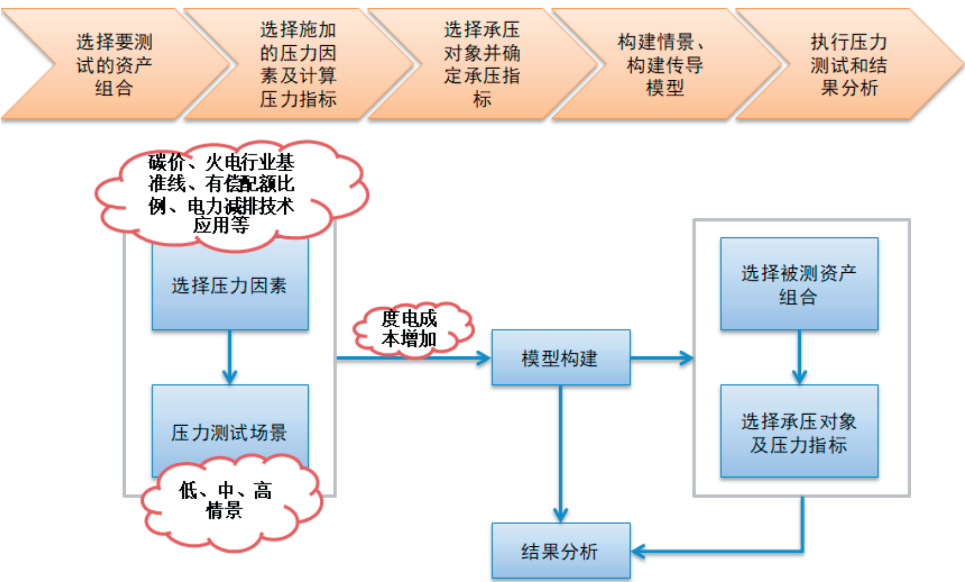


图 1 碳交易压力测试基本流程

(三) 压力因素选择及压力指标确定

压力因素。经过系统分析及专家调研，针对碳交易给火电行业控排企业带来的成本压力，课题组筛选出了以下四个主要压力因素：一是碳价，碳价的高低决定着企业的购碳成本；二是行业基准线，行业基准线理论上界定了行业的平均减排

成本，也是配额分配的重要依据；三是有偿分配比例，国内外碳排放权交易体系启动初期在碳配额分配方面一般都以免费发放为主，然后逐步引入拍卖等有偿分配方式，有偿分配比例的高低直接决定着企业的成本；四是减排技术应用，碳交易政策的初衷，是通过外部成本内部化推动企业通过技术改造升级实现温室气体减排，不同的减排技术路线及应用程度带来的成本压力也会有很大差异。其中，减排技术应用因素可以通过减排技术成本和减排效果两个指标来描述，前者是指企业研发和应用减排技术带来的经营成本，后者是指减排技术能够为企业带来的排放减少效果。此外，碳交易还会带来相应的人力资源成本、交易操作成本、碳核查成本等方面的管理成本，这些成本因素或者很难量化、或者相对占比较小，因此在本次压力测试研究过程中暂时不予考虑。

压力指标：度电成本增加值。火电行业碳交易压力测试的关键压力指标，是通过量化碳价、行业基准线、碳配额有偿分配比例、减排技术应用等压力因素对企业的影响程度得出的度电成本增加值。该指标的计算过程如下：**第一步，识别企业是否需要购买配额。**在火电企业的配额完全免费获取且企业的排放低于行业基准线的情况下，控排企业无需购买碳配额就可满足履约需求，因此也就谈不上承受碳交易带来的成本压力；反之，企业就会承受碳交易带来的现实成本压力。**第二步，计算火电企业度电碳成本增加。**具体计算公式如下：度电成本年增加值 = 度电技术成本 + 有偿配额比例 * 行业基准线 * 碳价 / 1000 + [(1 - 减排效果) * 火电企业原排放水平 - 行业基准线] * 碳价 / 1000^[3]。

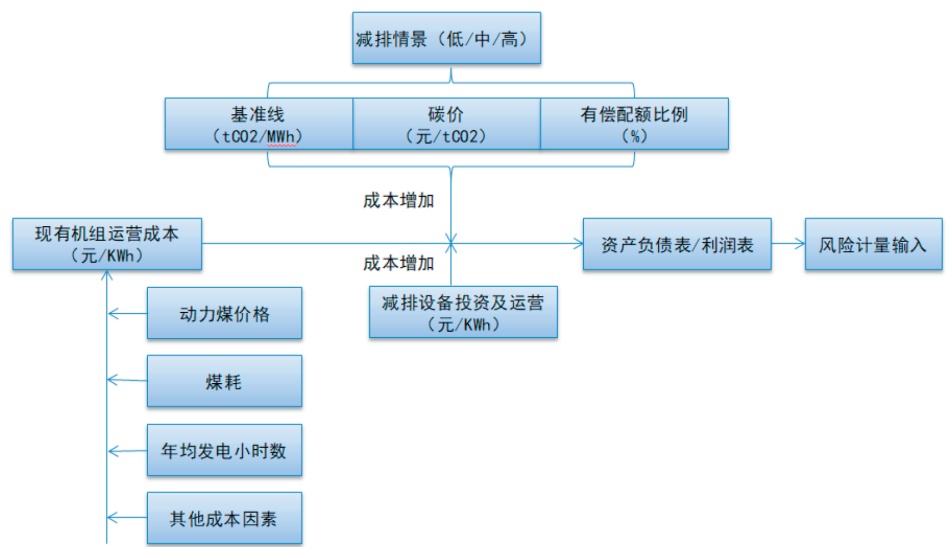


图 2 碳交易对火电企业的成本传导机制

[3] 其中：度电成本年增加值 = (当年购买碳排放权投入 + 减排技术年度投入) / 当年发电总量，当年购买碳排放权投入 = 有偿拍卖配额投入 + 二级市场购买配额投入，减排技术年度投入 = 度电技术成本 * 当年发电总量，有偿拍卖配额投入 = 有偿配额比例 * 当年发电总量 * 行业基准线 * 碳价，二级市场购买配额投入 = [(1 - 减排效率) * 原排放水平 - 行业基准线] / 行业基准线 * 行业基准线 * 当年的发电总量 * 碳价。

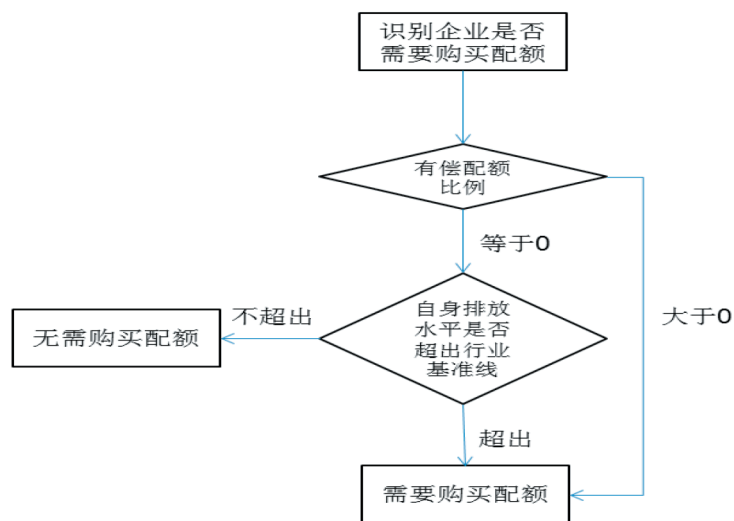


图 3 电力企业配额购买识别流程

（四）压力情景假设

碳价水平。设定相对合理可信的碳价水平，是本次碳交易压力测试的主要前提，为此我们从低到高设置了以下三个碳价情景：一是七省市碳交易试点的现状价格（低情景），二是全国碳交易体系启动后的预期价格（中情景），三是在落实《巴黎协定》1.5-2℃温控目标及 2030 年以前提前达峰等强化减排目标下的未来价格（高情景）。

一、低情景。在对七省市试点碳市场现状碳价进行数据采样的基础上，通过求取试点碳市场地方总市值与总配额之比等方法对碳价进行拟合，将低情景下的碳价区间确定为 30-50 元 / 吨。**二、中情景。**基于当前国际碳价水平和世界银行等国际机构对未来碳价水平的预测，综合采用人均 GDP 法、单位 GDP 碳强度法和人均碳排放法三种折算方式，以基于国际预测价格用人均 GDP 法折算的碳价（均值）为基准价格，以基于国际预测价格用单位 GDP 碳强度法和人均碳排放法折算的碳价（均值）为参考价格，将中情景下的碳价区间确定为 80-160 元 / 吨。**三、高情景。**综合考虑基于影子碳价测算模型估算得出的影子碳价、相关文献对我国长期碳价的预测值、关于国际碳价的长期预测结果，以及政府期待的碳价水平^[4]等因素，将高情景下的碳价区间确定为 200-550 元 / 吨。

行业基准线。目前国家颁布了电力行业配额分配的方法，涉及供电和供热以及调整系数，主要包括火电设备 11 种类型的排放基准线，全国碳市场确定的基准线与七省市碳交易试点确定的基准线相比差别较大（见表 1）。相对而言，作为七个试点省市的北京、上海的基准线标准比全国基准线要高出一截，其中北京的标准比上海

[4] 2016 年，国家发改委气候司副司长蒋兆理接受《每日经济新闻》采访时表示，目前企业付出的碳排放成本较低，随着全国统一碳市场启动后，每吨 200 元至 300 元才是未来碳交易的理想价格。

还要更高一些。因此，从未来的强化减排情景设定来看，基准线很可能大致遵循从全国标准向上海标准再向北京标准看齐的向上迁移路径。基于上述前提对行业基准线的情景假设如下：一、低情景。电力行业基准线为当前全国火电机组平均水平及广东、福建等试点省市的行业基准线要求。二、中情景。全国碳市场启动初期，电力行业基准线为全国基准线要求。三、高情景。未来全国碳排放提前达峰时，电力行业基准线为北京、上海及湖北等试点省市的行业基准线要求。具体参数选择见表 2。

表 1 火电设备 11 种类型排放基准值 / 先进值

划分基准		全国基准值	北京	上海 2016	广东省 2016	湖北省 2016	福建省 2016	天津市 2015
超超 临界	1000MW 机组	0.8066	—	0.7440	0.8250	0.7524	0.8206	按照上 一年度 基准值 下降 0.2% 确定
	600MW 机组	0.8267		0.7686	0.8500	0.7656		
超临 界	600MW 机组	0.8610		0.7954 (900MW 机组取 0.7951)	0.8650	0.7841	0.8614	
	300MW 机组	0.8748		—	0.9050	0.8050		
亚临 界	600MW 机组	0.8928		0.8155	0.8800	—	0.8789	
	300MW 机组	0.9266		0.8218	0.9050	0.8125		
高压超高压 300MW 以下 机组		1.0177		1.1203	0.9650	—	超高压 1.0607; 高压及 以下 1.2616	
循环流 化床 IGCC	300MW 及以 上机组	0.9565		—	0.9270	—		
	300MW 以下 机组	1.1597		—	0.9880	—		
燃气 F 级	以上机组	0.3795	E 级 <=0.3 0.3683; E 级 >0.3 0.3412; F 级 <=0.3 0.3455; F 级 >0.3 0.3124	0.3800	0.3900	—	0.3682	
	以下机组	0.5192			0.4400	—		

来源：《全国碳交易市场配额分配方案（讨论稿）》和相关省市碳排放配额分配方案，单位：吨 CO2/MWh

表 2 电力行业情景假设基准线

划分基准		低情景	中情景	高情景
超超临界	1000MW 机组	0.8250	0.8066	0.7440
	600MW 机组	0.8500	0.8267	0.7686
超临界	600MW 机组	0.8650	0.8610	0.7954
	300MW 机组	0.9050	0.8748	0.8050
亚临界	600MW 机组	0.9236	0.8928	0.8155
	300MW 机组	0.9477	0.9266	0.8650
高压超高压 300MW 以下机组		1.0411	1.0177	0.9948
循环流化床 IGCC	300MW 及以上机组	0.9785	0.9565	0.8690
	300MW 以下机组	1.1864	1.1597	1.0530
燃气 F 级	以上机组	0.3900	0.3795	0.3124
	以下机组	0.5311	0.5192	0.3455

单位：吨 CO2/MWh
来源：根据《全国碳交易市场配额分配方案（讨论稿）》、十三五规划控排强度及北京、上海、湖北和广东等省市行业基准线编制。低情景和高情景中不存在现有数据的数值是根据其他机组发展趋势由中情景的数据按照插值方法计算得到。



有偿分配比例。配额分配方法直接影响着碳市场的供求关系和控排企业的成本。为平稳启动市场、鼓励企业参与，七个试点碳市场启动时均以免费分配为主，分配方法大都以历史法与基准线法为主。同时，各地也对有偿分配（拍卖或定价出售）做了明确规定，其中上海、湖北、深圳和广东均举行过拍卖。广东在配额初始分配制度中特别要求，企业需先通过拍卖有偿获得 3% 的配额，才能够免费获得其余 97% 的配额。《全国碳排放权交易管理暂行办法》和《碳排放权交易管理暂行条

例（征求意见稿）》都规定，全国碳市场的配额分配初期以免费分配为主，将适时引入有偿分配，并逐步提高有偿分配的比例。根据欧盟碳市场的经验，EU ETS 三个阶段的配额分配由“免费为主、拍卖为辅”逐步向“拍卖为主、免费为辅”过渡，第一阶段拍卖比例最多 5%，第二阶段最多 10%，第三阶段最少 30%，2020 年达到 70%^[5]。EU ETS 最新政策规定，自 2013 年起发电厂理论上不再获得任何免费配额，只有个别成员国仍然可以获得免费配额^[6]。鉴此，我们对有偿分配比例的情景假设如下：**一、低情景**。现状情景下，火电行业有偿分配比例为 0-3%。**二、中情景**。全国碳市场启动后，火电行业有偿分配比例为 0-10%。**三、高情景**。未来强化减排情景下，火电行业有偿分配比例为 30-90%。

减排技术应用。我国电力工业过去 20 年里持续快速发展，2010 年我国发电量已超过美国成为世界电力第一大国。从火电行业整体减排技术角度主要有三个层面的减排方案，根据减排成本多少和减排难度高低排序，依次为发电装机结构调整、管理层面减排、电厂节能降耗技改。发电装机结构调整的减排潜力最大、减排成本也最高，需在国家产业结构调整的指导框架下推行，包括发电装机可再生能源占比目标和关停火电小机组等政策，只有碳价高到一定程度才能通过碳市场推动火电行业进行结构调整。管理层面减排是指通过管理手段提升机组的负荷率和能源利用效率达到减排的效果，减排成本可能比技改减排的成本低，但实施上却受到电网直接调度机组、电力需求下降、发电成本传导难等外部因素制约，很大程度上受限于电改进程和外部市场环境变化。节能降耗技改主要通过火电厂节能技改提高火电机组的能源利用效率，也是企业能够主动采用的主要减排技术手段。根据国家重点节能技术推广目录（1 至 7 批），我们总结了几种具有代表性的火电减排技术，包括汽轮机组运行优化技术、火电厂烟气综合优化系统余热深度回收技术、火电厂凝汽器真空保持节能系统技术、冷却塔用离心式高效喷溅装置等。在不同压力情景下，以上减排技术的应用程度也有所不同，带来不同的企业的减排成本与效果。火电行业发电减排技术在低、中、高三种情景下的应用程度分别设置为 0、50% 和 100%，详见表 3。针对燃煤发电，计算了上述四种技术的减排效果及成本；针对燃气发电，则围绕其中三种技术（不包括火电厂烟气综合优化系统余热深度回收技术）进行了估算。最终确定了燃煤和燃气两种发电方式在技术成本和减排效果方面的情景假设：**一、低情景**。两种发电方式的技术成本与减排效果分别为 0。**二、中情景**。燃煤发电的技术成本为 0.000198 元 / 度电、减排效果为 1.91%；燃气发电的技术成本为 0.000118 元 / 度电、减排效果为 1.28%。**三、高情景**。燃煤发电的技术成本为 0.000396 元 / 度电、减排效果为 3.82%；燃气发电的技术成本为 0.000236 元 / 度电、减排效果为 2.56%。

[5] 叶斌. EU-ETS 三阶段配额分配机制演进机理 [J]. 开放导报, 2013(3):64-68.

[6] https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances_zh

表 3 火力发电主要减排技术

节能技术	投资成本（元 / 度电）	推广比例	减排效果	适用
汽轮机组运行优化技术	0.0001282	16 年 <10%，21 年预计 30%	1.57%	火电厂
火电厂烟气综合优化系统余热深度回收技术	0.0000947	16 年 10%，21 预计 50%	0.63%	燃煤火电机组
火电厂凝汽器真空保持节能系统技术	0.0001603	16 年 <3%，21 预计 20%	1.26%	火力发电机组
冷却塔用离心式高效喷淋装置	0.0000133	16 年 2%，21 预计 30%	0.36%	电力行业自然冷却通风塔

注：1. 上表中减排技术的投资额、推广比例、项目规模、减排量（供电煤耗下降量）、适用条件等参数均来自《国家重点节能技术推广目录》（1 至 7 批）。表中的减排成本（元 / 度电）由投资额除以设备使用寿命内发电设施总发电量得到，年发电时间根据相关文献选取 5200h^[7]，使用寿命取 20 年；减排比例由供电煤耗下降量除以原实际煤耗数据得到。
2. 推广比例数据来自《国家重点节能低碳技术推广目录》（2016）

[7] 刘贞, 朱开伟, 阎建明, 等. 电力行业碳减排情景设计与分析评价 [J]. 电网技术, 2012 (2012 年 06): 1-7.

