建筑领域在中国碳市场抵消机制中前景研究

On behalf of

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety

of the Federal Republic of Germany

说明

德国国际合作机构 (GIZ) 是一家联邦企业，旨在帮助德国政府实现国际合作项目的各项目标，实现可持续发展。

出版方

德国国际合作机构 (GIZ)

注册地

德国波恩和埃施博恩

温室气体监测能力建设项目

地址：北京朝阳区麦子店街 37 号 盛福大厦 860 室

邮编：100125

网址：www.ets-china.org

项目负责人

Constanze Boening

项目委托方

德国联邦环境、自然保护、建筑和核安全部

作者

周胜，段茂盛

清华大学能源环境经济研究所

2014 年 11 月

北京

声明

本文为清华大学相关专家编写。其中所表达的观点、解释和结论由作者所有，并不一定代表德国国际合作机构或德国联邦环境、自然保护、建筑和核安全部的观点。本文对所提供的信息不提供任何类型的担保。

报告摘要

本报告主要分为两部分内容。其中第一部分内容对中国碳市场的抵消机制进行了系统综述，为报告第一章到第三章。第二部分内容针对建筑领域在中国碳市场抵消机制中前景进行了重点分析，为报告第四章到第七章。

在中国碳市场的抵消机制综述部分，首先对自愿减排市场成立背景、交易规则，以及国内发展现状进行了回顾；然后对国内试点碳市场的抵消机制进行重点分析和，包括抵消机制国内发展现状，对碳市场可能影响和实施效果；最后对未来全国统一碳市场中建立抵消机制需要考虑的因素进行分析，包括覆盖范围、与碳市场中其它规则和国内其它节能减碳政策之间的协调等相关内容。

而在建筑领域在中国碳市场抵消机制中前景部分，首先对中国建筑能耗和减排潜力进行了量化分析，包括中国建筑能耗现状，节能减排潜力和全球碳市场参与情况。其次重点分析了建筑领域相关减排方法学，包括 CDM 机制下的大型项目方法学和小型项目方法学及其应用案例，以及国内目前正在积极推进的既有建筑采暖节能改造减排方法学的编写和建筑碳排放计算方法国际标准的制定等，并对基准线排放的确定和方法学应用中存在的问题和障碍进行了总结分析。除方法学应用障碍分析外，报告还分析了建筑节能减排项目参与碳市场的其他障碍，总结了建筑领域节能减排相关的法律法规，进一步分析建筑领域项目参与碳市场的前景，最终针对如何利用碳市场促进建筑节能减排，提出了相关政策建议。

目录

1 核证自愿减排量交易 1
1.1 自愿减排市场成立背景 1
1.2 自愿减排交易规则 1
1.3 国家核证自愿减排交易体系发展现状 4
2 国内试点碳市场抵消机制 6
2.1 抵消机制对碳市场的影响 6
2.2 国内试点抵消机制的现状 6
2.3 国内试点抵消机制的评价 8
3 全国统一碳市场建立抵消机制需要考虑的因素 10
3.1 抵消机制覆盖范围的限制 10
3.2 抵消机制与碳市场中其它规则之间的协调 10
3.3 抵消机制与碳排放控制目标完成情况考核的协调 10
3.4 抵消机制与国内其它节能减碳政策的协调 10
4 中国建筑能耗和减排潜力分析 11
4.1 建筑能耗现状 11
4.2 建筑领域节能减排潜力 11
4.3 建筑领域在全球碳市场情况 13
5 建筑领域相关减排方法学 13
5.1 大型项目方法学及其应用案例 14
5.2 小型项目方法学及其应用案例 14
5.3 基准线排放的确定 15
5.4 方法学应用中存在的问题和障碍 16
6 建筑领域特定方法学和标准制定简介 16
6.1 既有建筑采暖节能改造减排方法学 16
6.2 建筑碳排放计算方法国际标准 17
7 建筑领域节能减排项目在中国碳市场中前景 17
7.1 建筑节能减排项目参与碳市场的障碍分析 17
7.2 建筑领域节能减排相关规定 18
7.3 建筑领域项目参与碳市场的前景 19
7.4 利用碳市场促进建筑节能减排的政策建议 19
致谢 20
参考文献 20
附表 20

1 核证自愿减排量交易

1.1 自愿减排市场成立背景

自愿减排指自愿碳减排市场中，个人、企业、政府为了对自己排放的温室气体作出抵偿，力图实现“碳中和”，而购买碳信用额的一种交易模式。

自愿减排量的用途主要分为自愿市场和强制市场两方面。自愿市场中，企业或者个人为了展现其良好的社会形象，以社会责任为出发点，自愿购买碳减排量而产生交易。市场需求主要来自于各类机构和个人的自发减排意愿，这种意愿不具有任何强制性。强制市场是指将核证自愿减排量作为碳排放权交易市场的一种抵消选择，将购买项目的减排量用以抵消企业或其他组织生产活动所产生的二氧化碳，满足其排放配额的要求，实现履约。

自愿减排市场是碳排放权交易市场的过渡和补充。自愿减排市场具有灵活的交易规则和标准体系，可以先行发展，作为全国碳市场的过渡；覆盖碳排放权交易体系之外的农林业、交通、民用建筑等领域，可以作为碳排放权交易体系的补充，通过设立抵消机制，将碳排放权交易体系未覆盖行业及企业纳入体系，能够有效地降低实现体系目标的成本。

国际碳市场中已存在的自愿减排量交易主要有联合国气候变化框架下 CDM 执行委员会 (EB) 签发认证的减排信用 (CERs) 和自愿减排量 (VERs) 两种形式。我国自愿减排市场自发形成，在较长时期内存在以下多方面的问题：(1) 市场需求波动，需求不足，供需关系不平衡；(2) 全国性登记注册系统缺乏，市场缺乏有效的监管，信用基础薄弱，秩序相对混乱；(3) 目前缺乏统一和认证，自主标准的空白不利于构建市场信心，包括项目认证的标准、认证机构的标准等；(4) 交易平台重复，整个交易链条资源配置不合理等。因此急需国家出台统一的规则制度和标准，规范自愿减排市场的运行。

为保障自愿减排交易活动有序开展，调动全社会自觉参与碳减排活动的积极性，为逐步建立总量控制下的碳排放权交易市场积累经验，奠定技术和规则基础，2012 年 6 月，国家发展改革委发布了《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，对基于项目的温室气体自愿减排交易规则进行了详细规定，公布了统一的方法学、审定和核证减排量标准、合法的交易机构和第三方审定核证机构等。中国自愿减排交易体系下的减排量称为“核证自愿减排量 (CCER)”。

1.2 自愿减排交易规则

截至 2014 年 11，国家发布的主要自愿减排交易方面的法规如表 1 所示：

表 1 国内自愿减排交易体系主要法规

法律法规名称	发布机构	发布时间	主要内容
《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》	国家发展和改革委员会	2012 年 6 月 13 日	自愿减排交易的覆盖范围、方法学依据、项目申请和备案的要求和流程、减排量的审定和备案的流程等； 减排量交易的形式和流程、减排量的注销； 国家主管部门的职责和工作规则； 交易机构、审定和核证机构的备案资质、工作流程等
《温室气体自愿减排项目审定与核证指南》	国家发展和改革委员会	2012 年 10 月 9 日	对《暂行办法》中有关审定与核证机构的资质审核、审定与核证工作流程和规则作出了明确和细化的要求

《自愿减排交易管理暂行办法》的出台，为国内抵消指标的管理设置了统一标准，减排指标的质量有所保证，降低了试点 ETS 实施抵消机制的难度。实施碳排放权交易的各个试点不需要再出台具体的对减排项目的要求，以保证项目的额外性、可监测性、永久性等内容。

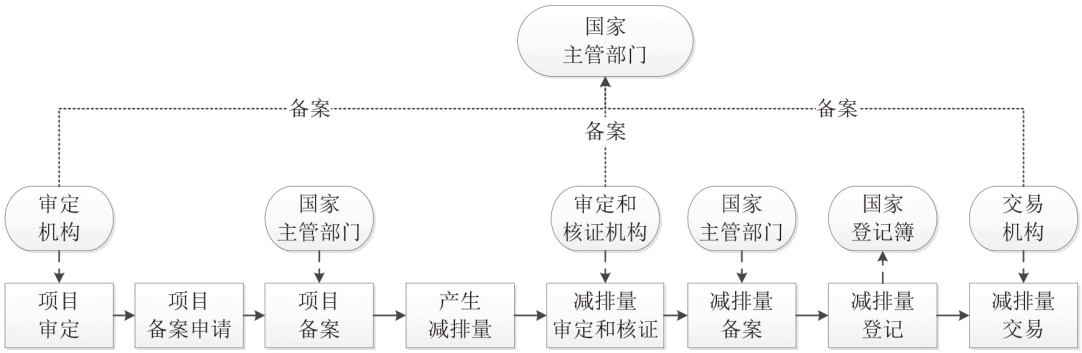
1. CCER 体系纳入范围

国内外机构、企业、团体和个人均可参与温室气体自愿减排量交易。

2. CCER 交易主要流程梳理

自愿减排项目，首先应该属于国家规定的项目类别，并符合经过备案的方法学。申请备案的项目在申请前应由经备案的审定机构审定，审定完成后，向相关国家主管部门申请自愿减排项目备案。在项目产生减排量后，应由审定和核证机构对减排量进行核证，并出具减排量核证报告，并向国家主管部门申请减排量备案。自愿减排项目减排量经备案后，在国家登记薄登记方可在经国家备案的交易机构内交易。主要流程如图 1 所示。

图 1 CCER 审定及交易主要流程



3. CCER 项目申请要求

《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》规定，申请备案的自愿减排项目应于 2005 年 2 月 16 日之后开工建设，且属于以下任一类别：

①. 采用国家主管部门备案的方法学开发的自愿减排项目；

②. 获得国家发展改革委批准作为清洁发展机制项目，但未在联合国国清洁发展机制执行理事会注册的项目；

③. 获得国家发展改革委批准作为清洁发展机制项目且在联合国清洁发展机制执行理事会注册前就已经产生减排量的项目；

④. 在联合国清洁发展机制执行理事会注册但减排量未获得签发的项目。

国家主管部门接到自愿减排项目的备案申请材料后，委托专家进行技术评估，会同关部门依据专家评估意见对自愿减排项目备案申请进行审查，对符合下列条件的项目予以备案，并在国家登记簿登记。

①. 符合国家相关法律法规；

②. 符合本办法规定的项目类别；

③. 备案申请材料符合要求；

④. 方法学应用、基准线确定、温室气体减排量计算及监测方法得当；

⑤. 具有额外性；

⑥. 审定报告符合要求；

⑦. 对可持续发展有贡献。

4. 减排量备案及交易规则

经备案的自愿减排项目产生减排量后，作为项目业主的企业在向国家主管部门申请减排量备案前，应由经国家主管部门备案的核证机构核证，并出具减排量核证报告。

国家主管部门接到减排量备案申请材料后，委托专家进行技术评估，依据专家评估意见对减排量备案申请进行检查，对符合下列条件的减排量予以备案：

①. 产生减排量的项目已经国家主管部门备案；

②. 减排量检测报告符合要求；

③. 减排核证报告符合要求。

自愿减排项目减排量经备案后，在国家登记簿登记并在经备案的交易机构内，依据交易机构制订的交易细则进行交易。用于抵消碳排放的减排量，应于交易完成后在国家登记簿中予以注销。

5. 审定与核证机构管理规则

从事自愿减排交易项目审定和减排量核证业务的机构，应通过其注册地所在省、自治区和直辖市发展改革部门向国家主管部门申请备案。国家主管部门接到审定与核证机构备案申请材料后，对审定与核证机构备案申请进行审查，并于审查完成后对符合下列条件的审定与核证机构予以备案：(1) 成立及经营符合国家相关法律规定；(2) 具有规范的管理制度；(3) 在审定与核证领域具有良好的业绩；(4) 具有一定数量的审核员，审核员在其审核领域具有丰富的从业经验，未出现任何不良记录；(5) 具备一定的经济偿付能力。

《温室气体自愿减排项目审定与核证指南》对其具体要求如下：

①. 具有独立法人资格，企业注册资金不少于 3000 万元，事业单位 / 社会团体开办资金不少于 2000 万元。

②. 具有开展业务活动所需的固定场所、设施及办公条件。

③. 具有开展业务活动所需的稳定的财务支持和完善的财务制度，并具有应对风险的能力，确保对其审定与核证活动可能引发的风险能够采取合理有效措施，并承担相应的经济和法律责任。

④. 已建立了应对风险的基金或保险（风险基金或者保额应与业务规模相适应，且不低于 1500 万元）。

⑤. 已建立了健全的组织机构及完善的内部管理制度，规范管理审定与核证业务的有关活动与决定。

⑥. 具有至少 10 名专职审定和（或）核证人员，并且其中至少有 5 名人员具有两年及以上温室气体减排项目审定或核证工作经历（如清洁发展机制、自愿减排机制或黄金标准机制下的审定与核证经验），以确保其有能力在获准的专业领域内开展审定与核证工作。审定或核证人员要熟悉与温室气体减排相关的法律法规和标准，了解审定与核证工作程序及其原则和要求，掌握相关行业方面的专业知识和技术，掌握审定与核证活动相关的知识和技能，包括项目的基准线和监测方法学、额外性以及相关法规要求、监测和测量设备的管理及校准、数据和信息管理评估等。

⑦. 在审定与核证领域内具有良好的业绩。

⑧. 在所从事的审定与核证业务活动中没有任何违法违规行为记录。

审定与核证机构在准备、执行和报告审定及核证工作时，应遵客观独立、公平公正、诚实守信、认真专业等基本原则。

审定流程主要包括：合同签订、审定准备、项目设计文件公示、文件评审、现场访问、审定报告的编写及内部评审、审定报告的交付等 7 个步骤，审定要求包括：自愿减排项目应当满足项目资格条件、项目设计文件、项目描述、方法学选择、项目边界确定、基准线识别、额外性、减排量计算和监测计划等九个方面的要求。

核证流程主要包括：合同签订、核证准备、监测报告公示、文件评审、现场访问、核证报告的编写及内部评审、核证报告的交付等 7 个步骤。核证要求包括：(1) 减排量的核证要求，自愿减排项目减排量的唯一性，项目实施与项目设计文件的符合性，监测计划与方法学的符合性，监测与检测计划的符合性，校准频次的符合性，减排量计算的合理性；(2) 监测计划或者方法学的临时偏移，项目信息或参数的纠正，计入期开始时间的变更，监测计划或者方法学永久性的变更，项目设计的变更。

经备案的审定和核证机构，在开展相关业务过程中如出现违法违规情况，情节较轻的，国家主管部门将责令其改正；情节严重的，将公布其违法违规信息，并通告原备案无效。

6. 交易机构管理规则

交易机构通过其所在省、自治区和直辖市发展改革部门向国家主管部门申请备案。国家主管部门对交易机构备案进行审核检查，并于审查完成后对符合以下条件的交易机构予以备案：

①. 在中国境内注册的中资法人机构，注册资本不低于 1 亿元人民币；

②. 具有符合要求的营业场所、交易系统、结算系统、业务资料报送系统和与业务相关的其他设施；

③. 拥有具备相关领域专业知识及相关经验的从业人员；

④. 具有严格的检查稽核、风险控制等内部监控制度；

⑤. 交易细则内容完整、明确、具备可操作性。

对自愿减排交易活动中有违法违规情况的交易机构，情节较轻的，国家主管部门将责令其改正；情节严重的，将公布其违法违规信息，并通告其原备案无效。

7. 注册登记系统

《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》规定，国家主管部门建立并管理自愿减排交易登记簿，用于登记经备案的自愿减排项目和减排量，详细记录项目基本信息及减排量备案、交易、注销等有关情况。在每个备案完成后的 10 个工作日内，国家主管部门通过公布相关息息和提供国家登记簿查询，引导参与自愿减排交易的相关各方，对有公信力的自愿减排量进行交易。经备案的交易机构的交易系统与国家登记簿连接，实时记录减排量变更情况。用于抵消碳排放的减排量，应于交易完成后再国家登记簿中予以注销。

注册登记系统的上线是 CCER 能够签出并进入交易的关键一环，这将保证每一份 CCER 被系统记录和可追溯，包括指标的登记签发、流转、取消等信息。

1.3 国家核证自愿减排交易体系发展现状

1. 已备案的交易机构和核查机构

交易机构：

截至 2014 年 8 月 31 日，国家发展改革委备案并公布 7 家自愿减排交易机构分别为：北京环境交易所有限公司、天津排放权交易所有限公司、上海能源环境交易所股份有限公司、广州碳排放权交易所有限公司、深圳排放权交易所有限公司、重庆联合产权交易所集团有限公司和湖北碳排放权交易中心有限公司。

审定与核证机构：

截至 2014 年 11 月，国家发展改革委已审核并备案四批共 9 家温室气体自愿减排交易审定与核证机构，其中，第一批 2 家：中国质量认证中心、广州赛宝认证中心服务有限公司；第二批 1 家：中环联合（北京）认证中心有限公司；第三批 3 家：环境保护部环境保护对外合作中心、中国船级社质量认证公司、北京中创碳投科技有限公司；第四批 3 家：中国农业科学院、深圳华测国际认证有限公司、中国林业科学研究院林业科技信息研究所。各机构可从事审定与核证的专业领域见附表 1。

2. 登记注册系统发展情况

国家 CCER 的国家登记簿作为国家碳交易注册登记系统的一部分，将与碳交易注册登记系统同时完成。据报道，2014 年 10 月国家应对气候变化战略研究和国际合作中心在北京召开了国家碳交易注册登记联调培训会，对系统做了全面的介绍和讲解，并对系统进行了全流程测试。

碳交易注册登记系统或将在 2014 年底正式上线，即意味着 CCER 即将签发并交易。注册登记系统的上线时 CCER 能够签出并进入交易的关键一环，这将保证指标的登记签发、流转、取消等信息。

3. 方法学备案情况

自 2013 年 3 月至 2014 年 4 月，国家发展改革委陆续通过并备案了四批共 178 个适合国内自愿减排交易的方法学，其中第一批 52 个，第二批 2 个，第三批 123 个，第四批 1 个（详见附表 2），覆盖能源、化工、建筑、制造业、交通运输、废物处理和农林业等多个领域。

目前已备案的 CCER 方法学中，173 个来自于 CDM 方法学，原因在于两种项目具有很高相似性，方法学的一致性为 CCER 项目审定、核证和交易降低了难度。

4. 项目备案情况

截至 2014 年 11 月 2 日，已备案并公布的 CCER 项目共 88 个，其中类别一 19 个，类别二 2 个，类别三 57 个，即其中 57 个项目是 CDM 项目，其减排量是补充计入期产生的减排量。这些项目主要来自能源工业，尤其是可再生能源行业，各种可再生能源项目数量及减排总量所占比例如图 2 和图 3 所示。项目覆盖东北、华北、华中、西北、东南、西南等多个地区，各省份项目数量所占比例如图 4 所示。已备案项目年预计减排量合计 1900 万吨二氧化碳当量 / 年，计入期内产生的减排量合计 3900 万吨二氧化碳当量。详细信息见附表 3。

图 2 各种可再生能源备案项目数量比例

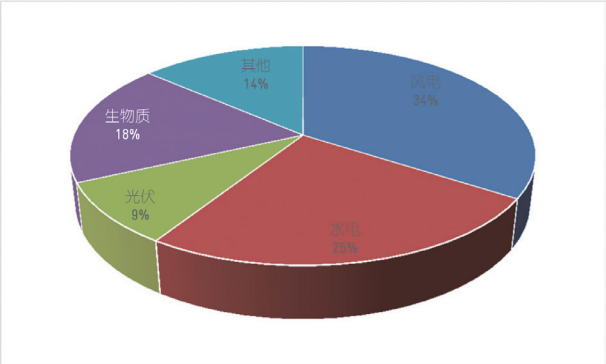


图 3 各种可再生能源备案项目减排量比例

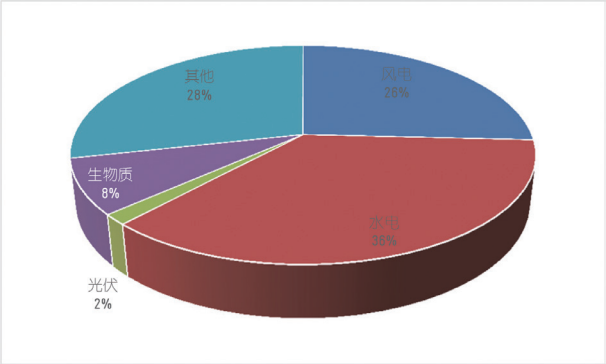
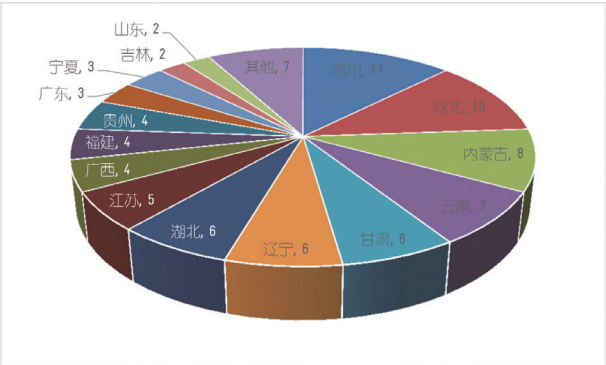


图 4 各省 CCER 备案项目数量



就项目类型方面，国家发改委备案的项目中，仍以风电和水电项目为主，其中风电项目最多，共 30 个，占备案项目的三分之一，水电项目共 22 个，近备案项目的四分之一。但项目类别逐步呈现多样化，农用沼气项目和光伏发电项目增多，项目数量分别为 12 个和 10 个。其他项目类别包括生物质发电项目、瓦斯发电项目、天然气发电项目、油改气发电项目、炭黑尾气发电项目、余热发电项目、LNG 冷能空分项目、碳汇造林项目等。

业内人士分析称，风电和光伏项目比较受欢迎，风电项目开发相对简单，且体量较大，光伏项目体量虽不大，但额外性较好，价格也略高。对于林业碳汇、农用沼气类项目，虽然具有很高的生态效益和社会效益，但开发难度较大、体量微小，投入二级市场后，对控排企业履约的实际影响并不大。

就项目类型而言，首批接受减排量备案审核的项目均为第三类项目（即获得国家发改委批准为 CDM 项目且在联合国 CDM EB 注册前产生减排量的项目）。原因此类项目为一次性签发，属于现货，且时间期限短，风险相对小些。在 CCER 交易过程中，与计入周期比较长，分次签发的项目相比，在价格、交易方式以及谈判策略上可能会有不同。

5. 减排量的备案和签发情况

截至 2014 年 11 月 4 日，已备案 CCER 项目中 39 项（包括正在公示期的 2 项）完成了第一批减排量的监测报告，但尚未有项目减排量备案（详细信息见附表 4）。统计显示，39 项 CCER 项目监测期内实际的温室气体减排量或人为净碳汇量合计 1700 万吨二氧化碳当量，占备案项目减排总量的 75.19%。

6. 交易情况

作为碳排放配额的补充机制，中国核证自愿减排量 (CCER) 允许在碳市场交易。从已有的 7 个试点市场来看，中国碳市场还是一个单纯的配额市场，CCER 作为低成本减排及履约的工具，在北京、天津、上海、深圳和广东五个试点的首年履约中，并未发挥实质作用。

截至目前，7 家备案交易机构已完成的自愿减排量交易如表 2 所示。

表 2 国内已完成的自愿减排量交易

时间	交易机构	买方	是否控排企业	卖方	项目名称	减排量 /t	单价 /（元 /t）
2012/06	上海环境能源交易所	上海零碳中心	否	--	黑龙江某风电项目	2000	——
2013/11	北京环境交易所	东北中石油国际事业有限公司	否	龙源（北京）碳资产管理技术有限公司	甘肃安西向阳风电项目	10000	16
2013/12	广州碳排放权交易所	广东中石油国际事业有限公司	否	中广核风电有限公司	广东台山下川岛风电场项目	10000	20
2014/06	——	武汉钢铁集团	是	中国风电集团	湖北子陵铺、湖北金泉、湖北襄州峪山和湖北枣阳新市四个风电项目	2015 年 12 月 31 日之前减排量	7.5
2014/10	天津排放权交易所	观澜湖世界高尔夫明星赛	否	中国水利电力物资有限公司	云南丘北县赶马路风电场项目	1000	15
2014/11	北京环境交易所	北控置业（APEC 会议场馆承建方）	否	龙源（北京）碳资产管理技术有限公司	甘肃安西向阳风电场项目	4000	——
2014/11	天津排放权交易所	天津天丰钢铁有限公司	是	中碳未来（北京）资产管理有限公司	——	60000	——

注：“——”表示无详细信息

2 国内试点碳市场抵消机制

2.1 抵消机制对碳市场的影响

将自愿减排作为抵消机制纳入碳排放权交易市场可以降低 ETS 覆盖企业的遵约成本；能够促进更多低成本减排途径的利用；可以作为市场价格调节的一种柔性机制，避免政府直接干预市场的不良影响；可以激励 ETS 未覆盖部门减排，降低社会总体减排成本等。

但同时抵消机制也可能产生不良影响：可能影响排放交易体系的环境完整性；可能影响碳排放交易市场的价格，进而影响体系对低碳投资的引导作用；可能影响体系覆盖实体的实际减排行动等。另外，若抵消信用额的要求不够严格、成本过低，则会导致“劣币驱逐良币”，影响市场价格；若信用额使用量过高，则会影响 ETS 的实际减排量及其目标完整性等。

因此，现有 7 个试点的碳市场都允许使用自愿减排量作为抵消。同时，出于保证环境完整性、确保项目减排量的永久性、避免过多抵消数量影响 ETS 市场价格等考虑，ETS 会对抵消项目的类型，及减排指标的使用数量进行限制。

2.2 国内试点抵消机制的现状

1. 国内试点抵消机制的规则设定

从规则上来看，各地区的要求如表 3 所示，主要差异在于抵消指标类型、抵消项目类型、抵消指标发生地、抵消指标的产生时间、抵消比例等。

抵消指标类型方面，7 个试点都允许使用国家核证自愿减排量 (CCER) 作为抵消指标，北京还允许使用节能项目碳减排量和林业碳汇项目碳减排量来抵消排放，重庆鼓励配额管理单位使用林业碳汇项目碳减排量。

项目类型方面，水电项目建设对环境和生态的影响一直备受诟病，且体量较大，一旦入市，对市场容量小的试点影响较大。为规避风险，北京和重庆试点将水电项目排除在外。

抵消指标发生地方面，湖北和重庆规定 100% 用辖区内的 CCER 进行抵消，广东规定 70% 使用本省 CCER，北京规定外地 CCER 使用量不得超过 50%，且优先使用河北省、天津市等与本市签署应对气候变化、生态建设、大气污染治理等相关合作协议地区的核证自愿减排量。天津、深圳和上海试点对 CCER 没有地域限制。除天津和重庆外，各试点将辖区内 CCER 进一步限定在纳入碳排放配额管理的企业组织边界范围外产生。

抵消指标的产生时间方面，北京试点将 CCER 限定在 2013 年 1 月 1 日后实际产生的减排量。重庆限定在 2010 年 12 月 31 日后投入运行的 CCER 项目。

抵消比例方面，天津、深圳、重庆都以当年实际排放量为总量基准，抵消比例分别为 10%、10%、10%、8%；北京、广东以当年所获碳排放配额量为总量基准，抵消比例分别为 5% 和 10%；上海以分配所获配额量为总量基准，抵消比例为 5%；湖北以年度初始配额为总量基准，抵消比例为 10%。

表 3 各试点地区抵消规则要求

试点	抵消指标类型	抵消项目类型	抵消系数	抵消使用比例	抵消指标的产生时间	本地区抵消量占比	组织边界限制
北京	国家核证自愿减排量	非来自减排氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、氧化亚氮（N2O）、六氟化硫（SF6）气体的项目及水电项目的减排量	1:1	不高于其当年核发碳排放配额量的 5%	2013 年 1 月 1 日后实际产生的减排量	京外项目产生的核证自愿减排量不得超过其当年核发配额量的 2.5%。优先使用河北省、天津市等与本市签署应对气候变化、生态建设、大气污染治理等相关合作协议地区的核证自愿减排量	非来自本市行政辖区内重点排放单位固定设施的减排量
	节能项目碳减排量	包括但不限于锅炉（窑炉）改造、余热余压利用、电机系统节能、能量系统优化、绿色照明改造、建筑节能改造等，且采用的技术、工艺、产品先进适用，暂不考虑外购热力相关的节能项目。			2013 年 1 月 1 日后签订合同的合同能源管理项目或 2013 年 1 月 1 日后启动实施的节能技改项目	100%	重点排放单位实施的节能项目产生的碳减排量除外
	林业碳汇项目碳减排量	碳汇造林项目和森林经营碳汇项目			碳汇造林项目用地为 2005 年 2 月 16 日以来的无林地；森林经营碳汇项目于 2005 年 2 月 16 日之后开始实施；	100%	
天津	国家核证自愿减排量		1:1	不得超出其当年实际碳排放量的 10%			
上海	国家核证自愿减排量		1:1	不得超过当年年度通过分配取得的配额额度的 5%			同北京
深圳	国家核证自愿减排量		1:1	不高于管控单位年度碳排放量的 10%			同上
广东	国家核证自愿减排量		1:1	不得超过本企业所获年度碳排放权配额的 10%		70%	同上
湖北	国家核证自愿减排量		1:1	不超过该企业年度碳排放初始配额的 10%		100%	同上
重庆	国家核证自愿减排量	节约能源和提高能效；清洁能源和非水可再生能源；碳汇；能源活动、工业生产过程、农业、废弃物处理等领域减排。	1:1	不得超过审定排放量的 8%	于 2010 年 12 月 31 日后投入运行	100%	
	林业碳汇项目碳减排量						

2. 碳交易试点的 CCER 抵消现状与未来预测

目前，中国碳市场还是一个单纯的配额市场，CCER 作为低成本减排及履约的工具，在北京、天津、上海、深圳和广东五个试点的首年履约中，并未发挥实质作用。截至 2014 年 10 月 27 日，国家发改委四次 CCER 项目备案审核会议共通过 90 个备案项目，其中的 14 个项目已经进入减排量备案的审核程序，减排量共计 894 万吨，首批项目减排量签发在即。国家自愿减排登记系统以及与 7 个碳交易试点交易系统的连接有望于今年年底完成。这无疑将为 CCER 流入市场打通各个环节。表 4 对 CCER 在 2014 年碳市场的抵消中可能发挥的作用进行预估。

表 4 CCER 在 2014 年碳市场的抵消中可能发挥的作用预估

试点	北京	天津	上海	深圳	广东	湖北	重庆	总计
2014 年配额总量（万吨）	5000	16000	16000	3300	40800	32400	13000	126500
抵消比例	5%	10%	5%	10%	10%	10%	8%	
CCER 最大需求量（万吨）	250	1600	800	330	4080	3240	1040	11340
本地区 CCER 抵消比例	2.5%				70%	100%	100%	
本地区 CCER 最大需求量（万吨）	125				2856	3240	1040	7261
本地区现有 CCER 项目减排量（万吨）	27.88	无	109.27	17.39	8.55	45.54	无	208.63
本地区现有 CCER 项目占总 CCER 需求量的比重	11.15%	0	13.66%	5.27%	0.21%	1.17%	0	

目前北京市有两个碳抵消项目，一个是华能北京热电有限公司的天然气热电项目年均减排量为 27.78 万吨，另一个是顺义区造林碳汇一期项目，年减排量约 1000 吨。上海只有华能上海燃机电厂天然气发电一个项目，预计温室气体年均减排量为 109.27 万吨。深圳只有 1 个 CCER 备案项目，深圳市东部电厂天然气发电项目，年减排量 17.39 万吨。广东目前有丰达电力与广东长隆碳汇两个 CCER 项目，年均总减排量为 8.55 万吨。湖北共有 6 个 CCER 备案项目，均为风电项目，年均减排量约 45.54 万吨。天津和重庆尚无本地 CCER 备案。

从这些数据来看，明年履约期 CCER 市场的最大需求将达 1.1 亿吨，其中试点内 CCER 需求为 7261 万吨，试点外需求为 4079 万吨。国家发改委备案的 90 个项目，年减排量约为 2000 万吨，其中，试点内备案项目年减排量不足 300 万吨。

2.3 国内试点抵消机制的评价

1. 抵消规则设计经验

根据试点碳市场规则制定的经验，建立碳排放权交易体系的抵消机制，需要明确允许使用的抵消指标类型、抵消项目类型、使用比例上限、抵消指标的产生地以及产生时间等关键问题。

在考虑抵消指标类型时需考虑不同类型抵消指标的减排成本、审核标准、管理方式等对碳市场的可能影响。另外，如果不同体系允许使用相同类型的减排指标，则其可以实现间接连接。因此，需要考虑抵消规则和体系连接规则的协调。CCER 由于其审核标准的严格性和统一性，成为我国试点中最重要的抵消指标。特别地，重庆鼓励控排企业使用林业碳汇，但目前重庆还无林业碳汇项目。林业碳汇的附加值高，生态效益和社会效益都很显著，鼓励林业碳汇的发展既有利于实现环保目标，有可有效带动林业经济发展。北京允许使用节能项目碳减排量和林业碳汇项目碳减排量，主要目的在于用市场手段推动节能改造和林业碳汇，进一步发挥节能与减排的协同效应。

在抵消项目类型方面，不同减排项目类型的减排成本不同，例如农林、交通、建筑部门的减排成本较高。不同的项目类型也具有不同的“附加效应”。例如，林业减排不仅可以创造森林碳汇，还可以起到固土防沙等作用；交通碳排放的降低可以减少 N2O、PM2.5 等常规空气污染物。抵消指标的项目类型设计一方面会影响到 ETS 的减排成本，另一方面也会促进未覆盖行业的减排行动，从而影响社会总体减排成本。因此在设计抵消指标的项目类型时需要充分考虑经济发展状况、行业竞争力、产业结构调整目标、温室气体减排目标和其它环境政策目标等因素。

抵消指标的使用比例将直接影响到 ETS 中排放指标的稀缺性，这一方面会影响到温室气体总体排放控制目标的实现，另一方面会通过增加指标供应而影响配额的市场价格。另外，一般来说减排指标的价格要低于碳排放配额的价格，因此抵消指标的使用比例还会影响到企业的遵约成本以及配额的市场价格。在设计抵消机制的使用比例上限时，应充分考虑其和 ETS 的其他要素（如 ETS 上限目标、遵约机制、市场调控机制等）的协调。例如，若 ETS 上限目标设定过于宽松，导致覆盖部门的减排成本很低，抵消指标就变得没有市场需求；抵消机制也是一种柔性的市场价格调控机制，可以通过改变抵消指标的使用比例来调控市场价格。

具体说来，抵消比例限制包括抵消总量基准和抵消比例两方面，设置不同的总量基准会使的抵消总量产生细微的差异，主要考虑计算的复杂程度、数据的可获得性和不同基准可能产生的不同激励效果，例如相对以初始配额总量为基准而言，采用实际年排放量为基准可能会激励企业多排放。

对抵消指标的发生地进行限制，一是考虑到不同地区开发抵消项目的成本不同，若不加以限制，则大量成本过低的减排指标会冲击碳交易市场；二是考虑到需要对某些经济较落后地区进行资金和技术支持，通过抵消项目的开发促进其低碳发展。

组织边界的限制主要是为了避免重复计算。自愿减排交易由国家相关主管部门负责，和地方试点 ETS 是两个独立的体系。因此，理论上试点体系的纳入企业仍可以申请自愿减排项目，存在“双重计算”的风险——企业既能够减少完成遵约任务所需要提交的配额数量，又可以获得 CCER。

对抵消指标的产生时间进行限制，主要是为确保该目标是通过实际减排行动完成的。

2. 总体评价

一般来说，抵消机制应至少满足环境完整性、成本有效性、客观一致性、透明性四方面的要求。下面从这四方面对自愿减排交易制度和 7 个试点的抵消机制规定进行评价。

①. 环境完整性

从自愿减排交易制度自身的规则设置看来，方法学、项目、减排量的审核标准为国家统一，交易机构和审核机构也由国家统一认定和管理，CCER 项目和减排量的质量容易得到保证。CCER 项目的审核标准基本与 CDM 项目保持一致，非常严格，可以达到明确边界保证环境完整性的要求。

从自愿减排交易制度的操作层面看来，国家还采用了从严把关的原则。例如，按照审核标准，通过 CDM 审核的项目都可以通过 CCER 的认证，但在操作中，国家主管部门还对 CDM 项目的实际减排开始日期进行了规定。

从试点的抵消规则看来，除天津和重庆外，各试点将辖区内 CCER 进一步限定在纳入碳排放配额管理的企业组织边界范围外产生。这有效避免了“双重计算”的风险，保证了碳市场的环境完整性。

②. 成本有效性

CCER 项目的开发成本较难估算，一般通过 CCER 减排量在自愿减排市场上交易价格来间接估算其开发成本。可通过比较自愿减排市场的减排量价格和交易试点碳配额价格，来判断抵消机制的成本有效性。

自愿减排市场的交易量还很少，但就现有交易来看，CCER 减排量的价格范围为 7.5-20 元 /t。

试点碳市场的碳价范围为：北京碳市场成交均价范围为 48.00-76.71 元 /t；天津碳市场成交均价范围为 17-50.11 元 /t；上海碳市场的碳价范围为 25-46 元 /t；深圳碳市场的碳价范围为 28-143 元 /t；广东一级碳市场的碳价范围为 60-81 元 /t，二级碳市场的碳价范围为 26-68.6 元 /t；湖北碳市场的碳价范围为 19.83-29.25 元 /t；重庆碳市场的碳价范围为 30.74-30.74 元 /t。

初步比较可知，CCER 减排量的价格低于碳配额的价格，可视为 CCER 项目满足成本有效性要求。

③. 客观一致性

由于参与自愿减排交易的项目和项目产生的减排量都需要在国家主管部门备案和登记，交易机构和审定机构都需经国家主管部门备案，地方政府无最终决定权。统一管理系统下可以保证 CCER 减排量的客观一致性。

④. 透明性

自愿减排交易和碳市场的规则制定、备案审核过程、交易过程等重要信息都通过各自的信息发布平台对外公开，可以保证市场的透明性。

3. 试点地区 CCER 抵消使用特点及趋势

从试点地区使用的 CCER 抵消量数量来看，2014 年试点碳市场的抵消机制并未发生实质作用，预计 2015 年 CCER 的供应量也远远满足不了碳市场的需求。这一方面是因为国家核证自愿减排市场建立较晚，首批项目减排量的备案还在审核阶段。另一方面，CCER 市场的活跃度主要靠强制市场中控排企业的履约需求来保证，而各试点的碳市场成立时间较短，市场还不够成熟，且设置的初期减排压力较小，导致控排企业对 CCER 的需求量较少。再者，各试点碳市场对抵消机制的限制较多，例如多数对本地的 CCER 项目进行政策倾斜，这进一步导致了 CCER 的供应量不足。

从 CCER 项目的交易情况来看，目前 CCER 市场还处在以中间商买家为主，价格不透明的阶段；交易方式以场外交易为主。由于以履约为目的的控排企业是碳排放权交易市场中的终端买家，往往无心也无力与 CCER 业主共担开发成本和相关的政策风险，对 CCER 只看重未来成熟市场中的现货交易，因而参与 CCER 项目初期建设市场的控排企业很少。而中间商往往选择在项目开发前期圈定项目，以保证 CCER 市场开启之时，有现货可交易，抢占市场先机。中间商与项目业主之间的价格博弈多通过场外交易完成，造成价格不透明。

从 CCER 项目类型来看，国家备案的项目以风电和水电项目为主，而交易主体对风电和光伏项目的期待更高。风电项目开发相对简单，且体量较大，光伏项目体量虽不大，但额外性较好，价格也略高。北京和重庆试点将水电项目排除在外，使得 CCER 采购商对水电类项目更加谨慎。对于林业碳汇、农用沼气类项目，虽然具有很高的生态效益和社会效益，但开发难度较大、体量微小，投入二级市场后，对控排企业履约的实际影响并不大，因此交易吸引力较小。可见 CCER 项目类型的备案量和交易量受碳市场规则的影响较大，在设置全国统一碳市场的规则时应充分考虑抵消可用项目类型对 CCER 市场的可能影响。

3 全国统一碳市场建立抵消机制需要考虑的因素

3.1 抵消机制覆盖范围的限制

出于保证环境完整性、确保项目减排量的永久性、避免过多抵消数量影响 ETS 市场价格等考虑，ETS 需要对抵消指标类型、抵消项目类型，抵消指标使用比例上限和产生地等进行限制。

在抵消指标类型方面，CCER 是国内最重要的自愿减排指标，也是各试点都纳入的抵消指标，具有审核标准统一、管理严格等特点，应作为全国统一碳市场抵消指标的重点。节能项目碳减排量和林业碳汇项目碳减排量的使用需要重点考虑。另外考虑到中国碳市场与国际碳市场的连接问题，还可纳入国际抵消指标如 CER 等。

在抵消项目类型方面，应充分考虑项目的减排成本、审核难度、技术发展现状等，考虑到碳市场规则制定对自愿减排市场的影响。以林业项目为例，由于其面临非永久性和泄露风险的问题，因此，目前全球规模最大的碳交易体系 EU ETS 对林业抵消项目设置了较多的限制。而澳大利亚、新西兰这类农业和林业碳排放占比较大的国家，则设立了专门的机制激励农林领域进行碳减排。加州 ETS 和 RGGI 也规定可以使用林业领域产生的减排指标，但其市场规模都比较有限，对项目的要求也较严格。2013 年国家发展改革委批准了关于林业自愿减排项目的两个方法学，分别是碳汇造林项目方法学和竹子造林碳汇项目方法学，林业碳汇成为 CCER 的来源之一。

总体来说，国内林业、建筑和交通领域节能减排项目参与碳市场程度很低。主要原因在于：减排规模较小、项目参与方较多、方法学复杂、基础数据缺乏、交易成本偏高。出于 MRV 要求，该类项目额外付出工作较多，即使成功了，碳减排收益很有限，对相关机构没有吸引力。同时也缺乏一种机制，确保相关参与方都能获得获益。

但是，对于农林业、建筑和交通等领域的项目，除了碳减排之外，这些项目还具有环境和社会等其他方面的外部效益，为弥补其较高的开发成本或交易成本，可以通过开发成本补贴、交易费用减免、设定交易价格下限等政策倾斜，鼓励项目开发和减排交易。

对于 HFC23 等工业气体减排的项目，由于其减排量很大，而且减排成本比较低，如果允许进入市场，则会对市场造成很大的冲击，严重影响其它类型项目的开发。因此，在未来的全国市场中，也可以考虑引入对可以使用的抵消指标的来源项目类型的限制，比如不允许使用减排工业气体的项目。

3.2 抵消机制与碳市场中其它规则之间的协调

抵消机制与连接机制的协调。由于抵消机制是一种实现碳市场间接连接的手段，故在设置抵消机制时，应充分考虑其与连接机制的一致性。

抵消机制与市场调节机制的协调。通过抵消机制可以增加 ETS 中的排放指标供给，从而降低配额的市场价格，具有价格调节作用。可以通过规定不同价格情况下减排指标的类型、发生地、数量限制，以控制这种影响的范围。

3.3 抵消机制与碳排放控制目标完成情况考核的协调

中央为各个省市都下达了碳排放强度的下降目标，并对其完成情况实施考核。目前，中央政府根据各省市的实际排放量考核其碳排放控制目标完成情况。在中央考核中若不考虑跨区交易的指标，则从省市层面看没有跨区交易的动力。但该问题并非抵消机制特有，配额的跨省交易也面临相同情况。需要对碳排放交易和地区碳排放控制目标考核制度两个政策进行协调以解决该问题。

3.4 抵消机制与国内其它节能减碳政策的协调

由于抵消机制与 ETS 外的其它节能减碳政策有相互影响，故在设计时应充分调研国内现有相关政策，考虑抵消机制与其它政策的协调。以“万家企业节能低碳行动”为例，ETS 的遵约任务可以通过购买配额、减排指标等灵活机制完成，而节能量目标则只能采取节能行动实现。因此，可能出现两种特殊情况：1) ETS 覆盖企业使用减排指标抵消其排放，完成了 ETS 遵约任务，但实际减排行动较少，不能完成节能量目标的情况。2) 采取节能行动的企业申请 CCER，既完成了节能目标，又通过出售 CCER 获得收益；或者出售了过多配额，导致“双重计算”。目前，碳排放权交易和节能考核是作为两个独立政策考虑的，二者的实施和考核并未建立联系。按照“额外性”的要求，企业在其强制排放控制目标之外实现的减排量才能成为减排指标。因此，全国 ETS 要对企业申请 CCER 提出一定的限制，这部分在自愿减排项目开发时的基准线选择中要有所考虑。

4 中国建筑能耗和减排潜力分析

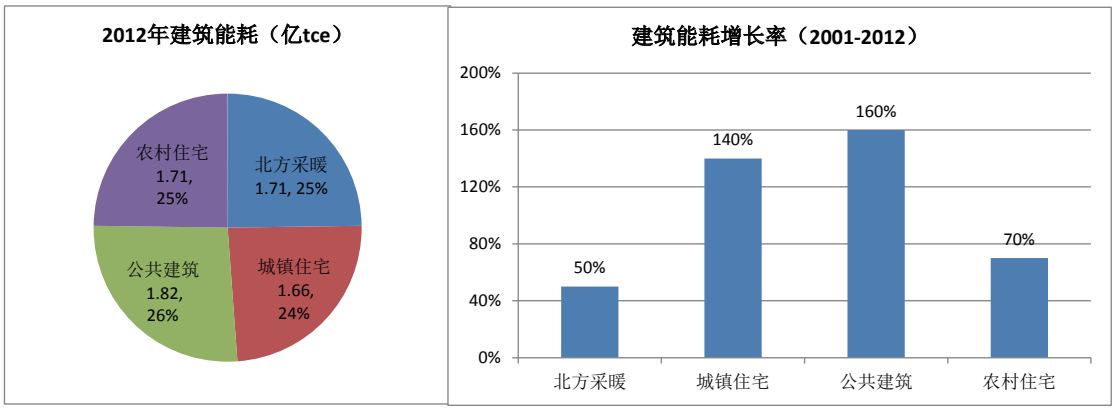
4.1 建筑能耗现状

建筑为人们提供居住和工作环境，主要分为民用建筑和公共建筑两大类。从能源服务来看，包括采暖、制冷、通风、照明、热水和家电（设备）六种。从能源类型来看，包括煤、油、天然气、电等。从地理区域来看，分为严寒地区、寒冷地区、夏热冬冷地区、夏热冬暖地区和温和地区等 5 个地区，其中严寒地区和寒冷地区，采暖用能占建筑总能源消费量 50% 以上。

据统计，2012 年我国建筑总能耗（不含生物质能）为 6.90 亿吨标准煤 (tce)，约占全国能源消费总量 19%。如果包括传统生物质能，建筑能耗共计 8.07 亿 tce。考虑到我国南北地区冬季采暖方式差别、城乡建筑和生活方式差别，以及民用建筑和公共建筑差别，我国建筑能耗通常分为北方城镇采暖用能、城镇住宅用能（不包括北方地区的采暖）、公共建筑用能（不包括北方地区的采暖），以及农村住宅用能四类（来源：中国建筑节能年度发展报告 2014）。

从总量来看，如图 5 所示，2012 年，北方采暖、城镇住宅、公共建筑和农村住宅用能各占建筑能耗的 1/4 左右。其中北方采暖能耗为 1.71 亿 tce，占全国建筑能耗 25%。城镇住宅能耗 1.66 亿 tce，占建筑总能耗 24%，其中电力消耗 3787 亿 kWh。公共建筑能耗 1.82 亿 tce，占建筑总能耗 26%，其中电力消耗为 4900 亿 kWh。农村住宅商品能耗 1.71 亿 tce，占建筑总能耗的 25%，其中电力消耗为 l594 亿 kWh。

图 5 中国建筑能耗及其增长率



从增长比例来看，与 2001 年相比，北方采暖、城镇住宅、公共建筑和农村住宅用能分别增长 50%、140%、160% 和 70% 左右（来源：中国建筑节能年度发展报告 2014）。其大幅增长原因分别如下：

采暖能耗增加原因在于，一是采暖面积增加 1 倍，二是单位面积采暖能耗下降 30%。采暖能耗强度降低主要原因包括建筑保温水平提高、高效热源方式占比提高和供热系统效率提高等措施。

城镇住宅能耗增加原因在于，一是由于城镇人口的快速增加，导致新建城镇住宅面积大幅增加 50% 左右，二是空调、家电、生活热水等各终端用能项需求增长，户均能耗强度增长近 50%。三是长江流域及其以南地区住宅采暖能耗迅速增加。

公共建筑能耗增加原因在于，一是单位面积能耗增长 33%，二是公共建筑面积增长 1 倍左右。

对农村能源来说，随着城镇化的发展，农村人口从 2001 年 8.0 亿减少到 2012 年 6.4 亿，人均住宅面积增加 50% 左右，农村住宅面积总量增长 15% 左右。另外，随着农村收入水平的提高、农村家电数量和使用增加，农村户均电耗呈快速增长趋势，同时越来越多的生物质能被煤炭所取代，生物质能源比例迅速下降，从 2001 年 69% 下降到 2012 年 41%。但是，如果以家庭为单位来看，农村户均总能耗没有明显的变化。

4.2 建筑领域节能减排潜力

建筑部门是我国未来节能潜力最大的行业。据统计，中国 2012 年既有建筑面积为 510 亿平方米，每年新建建筑面积 15-20 亿平方米，到 2020 年将达到 700 亿平方米。而我国《节能中长期专项规划》明确规定，相对于 1980/1981 通用建筑标准，到 2010 年，新建建筑面积执行节能 50% 设计标准，直辖市及有条件地区实施节能 65% 标准。实际上，我国分别于 1986 年、1995 年和 2005 年分别提出 30%、50% 和 65% 的指导性建筑节能目标，但全国各地执行情况很不平衡，进展较慢。2006 年，建设部《民用建筑管理规定》出台，进一步细化节能标准，提高了强制等级，强化了标准的执行力度。据统计，到 2010 年底，全国城镇新建建

筑设计阶段执行节能强制性标准的比例为 99.5%，施工阶段执行节能强制性标准的比例为 95.4%，分别比 2005 年提高了 42 个百分点和 71 个百分点（“十二五”建筑节能专项规划，2012）。

1. 国内外建筑能耗对比

根据中国建筑节能年度发展报告 2014，在统一口径，具有可比性的原则下，国内外建筑能耗对比如下。

从总量来看，我国建筑能耗仅占终端能耗的 20% 左右，远低于发达国家所占比例，未来建筑能耗将可能大幅增长。国际能源署 (IEA) 统计，建筑能耗占全球能源消费总量的 35%，是最大的终端用能部门。其中发达国家如美、英、法、德、意、日本等国，建筑能耗比例为 40% 左右。

从人均住宅面积来看，美国人均住宅面积最大，超过 70 平方米，其次是欧洲和日本大约 40 平方米左右。2012 年，我国城镇人均住宅面积为 33 平方米，农村人均住宅面积为 37 平方米，目前每年大约以 1 平方米速度增加。因此，到 2020 年，我国城镇人均住宅面积将接近欧洲和日本人均水平，将逐渐趋于饱和。

从户均能耗强度来看，美国户均能耗远远高于其他国家，超过 7 tce/户；其他发达国家住宅能耗接近，约在 2-4 tce/户；发展中国家户均能耗强度基本在 1 tce/户以下，与人均住宅面积的趋势一致。

从单位面积能耗强度分析，美国等发达国家（俄罗斯除外）单位面积能耗强度约为 35 kgce/m^2；发展中国家单位面积能耗强度约为 15 kgce/m^2，户均和单位面积住宅能耗强度都明显低于发达国家。

从公共建筑能耗来看，俄罗新和韩国公共建筑单位面积能耗最高，分 达到 150 kgce/m^2 和 110 kgce/m^2；中国公共建筑单位面积能耗最低，约 28 kgce/m^2；其他国家单位面积能耗强度在 60-80 kgce/m^2。

从采暖能耗来看，中国北方地区有大面积的集中采暖，与世界其他有采暖需求的地区相比，我国北方地区采暖能耗强度属于较低的水平。芬兰单位面积采暖能耗超过 60 kgce/m^2，而波兰、俄罗斯和韩国采暖能耗约 30 kgce/m^2。丹表、加拿大和中国采暖能耗强度在 15-20 kgce/m^2 之间。

从建筑能耗发展历史来看，美国和日本建筑能耗随着人均 GDP 的增长而呈现阶段性变化：当人均 GDP 在 5000 美元时，建筑能耗约 20 kgce/m^2，且随着人均 GDP 的增长建筑能耗强度快速增长；而达到 10000 美元后，建筑能耗强度基本维持稳定。我国目前人均 GDP 约 6000 美元，建筑能耗强度恰好约在 20 kgce/m^2，未来我国如果人均建筑能耗达到发达国家水平，建筑能耗总量将大幅提高。从这点来看，建筑节能潜力十分巨大。

2. 节能减排潜力定性分析

在实施节能 50% 标准时，JGJ26-95 设计标准要求与当地 1980/81 居住建筑通用设计标准相比，维护结构和采暖系统的改善对节约采暖用能的贡献率分别为 35% 和 15%。建筑节能减排潜力主要来自于以下三部分：

减少需求端能源需求：提高各种终端用能设备能效，包括节能灯替换白炽灯，安装节能电器和节能设备等。比如用紧凑型荧光灯 (CFL)、LED 灯替代白炽灯可以节约照明用电 50%-75%。

改善外围护结构隔热保温性能：外围护结构包括墙、屋顶、地面、窗、门等，改善外围护结构，要实现围护结构的节能 35% 的要求，需要提高隔热性能以防止在夏季时热量进入室内，提高保温性能防止在冬季时的热量流出室外，并保持建筑物内部舒适的温度和湿度。从而用于采暖、制冷和通风等能耗降低到合理水平。在一栋建筑内，集中供暖系统产生的热量，如果没有墙体保温设施，高达一半的热量是通过墙体散失的，大约 25% 的热量散失来自于传统的双层窗户。通过优化管道保温空间供热和内部的热水分配系统，可以进一步节省能源并可能减少二氧化碳的排放。

提高供应端能源效率：提高热、电和燃气供应效率，降低损失，特别是供热系统中提高供热锅炉能效、降低供热管网在输送过程的热量损失，提高整个供热系统的效率，达到节能 15% 的要求。比如分布式锅炉的能效改进措施包括，用低温锅炉和冷凝锅炉替代传统锅炉，在减少热量损失的同时，提高供热效率。以天然气燃料替代燃煤供暖，在提高效率的同时，可以减少 50% 左右的 CO_2 排放。通过区域供热锅炉的能效改进，产热过程中的热损失可以降低 30%。在新锅炉中，产能过程中的能源效率可提高 10% 至 12%，而对于旧锅炉，能效可提高 35%。北京市政管委在 2006 年做了一个供热系统的调查。存在如下问题：1) 有 70% 以上的管网没有设置调节装置及计量装置，运行时大多采用“大流量、小温差”的不经济运行方式，造成了能源的极大浪费。2) 估计 20% 的热能在管道输送中被损失掉了，而新管道的热损失仅为 5%。

3. 节能减排潜力定量分析

“十一五”期间，截至 2010 年底，建筑节能实现节约 1 亿吨标准煤的目标任务。其中，新建建筑施工阶段执行节能强制性标准的比例达到 95.4%，比 2005 年提高了 71 个百分点，“十一五”期间累计建成节能建

筑面积 48.57 亿平方米，共形成 4600 万吨标准煤的节能能力。完成了北方采暖地区既有居住建筑供热计量及节能改造 1.82 亿平方米，形成年节约 200 万吨标准煤的能力。组织实施低能耗、绿色建筑示范项目 217 个，启动了绿色生态城区建设实践。推动政府办公建筑和大型公共建筑节能监管体系建设与改造，已对 1500 余栋建筑的能耗进行了动态监测。开展 386 个可再生能源建筑应用示范推广项目，210 个太阳能光电建筑应用示范项目，47 个可再生能源建筑应用示范城市和 98 个示范县的建设。（“十二五”建筑节能专项规划，2012）。

“十二五”期间，全国城镇累计新建建筑面积将达到 40-50 亿平方米。到“十二五”期末，建筑节能形成 1.16 亿吨标准煤节能能力。其中发展绿色建筑，加强新建建筑节能工作，形成 4500 万吨标准煤节能能力；深化供热体制改革，全面推行供热计量收费，推进北方采暖地区既有建筑供热计量及节能改造，形成 2700 万吨标准煤节能能力；加强公共建筑节能监管体系建设，推动节能改造与运行管理，形成 1400 万吨标准煤节能能力。推动可再生能源与建筑一体化应用，形成常规能源替代能力 3000 万吨标准煤（“十二五”建筑节能专项规划，2012）。

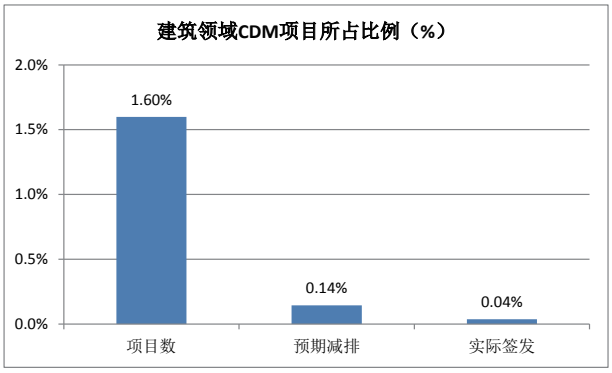
每吨标煤以 2.7 tCO_2 计算，则 CO_2 减排潜力“十一五”期间为 2.7 亿 tCO_2，“十二五”期间为 3.1 亿 tCO_2，如果以目前的试点碳市场价格 40-60 元 /tCO_2 计算，建筑部门减排收益在“十一五”期间将达到 110-150 亿元，“十二五”期间将达到 125-185 亿元。

另外，根据 APEC 会议期间《中美气候变化联合声明》，中国计划 2030 年左右达到二氧化碳排放峰值，要实现该目标，国内工业领域排放峰值将在 2030 年前达到峰值。因此，中国未来减排潜力最大的领域可能是建筑领域和交通领域。

4.3 建筑领域在全球碳市场情况

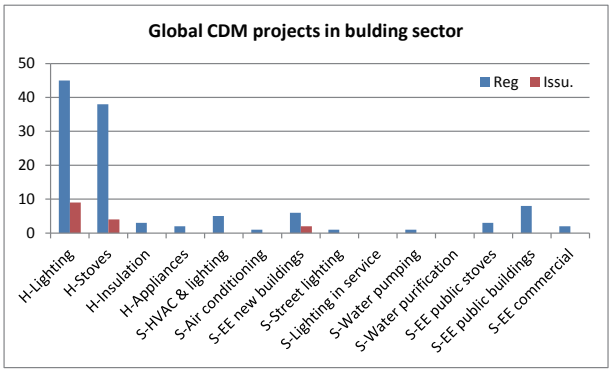
截至 2014 年 10 月，据 UNEP Risø Centre 统计，全球建筑领域（居住和公建）CDM 项目注册成功 139 个，年预期减排量累计到 2012 年为 320 万 tCO_2，实际签发量 55 万 tCO_2。图 6 可以看出，从项目个数、减排量和实际签发量来看，建筑领域项目在全球碳市场中所占比例很小，分别为 1.60%、0.14% 和 0.04%，几乎可以忽略不计，这与巨大的建筑领域节能减排潜力不一致。

图 6 建筑领域 CDM 项目所占比例



从建筑领域 CDM 项目类型分布来看，如图 7 所示，建筑领域注册成功的 CDM 项目主要集中在居住建筑节能灯、居住建筑节能灶，公建节能改造、新建节能建筑和 HVAC 改造项目，项目个数分别为 45、38、8、6 和 5，总计 102 个项目，占建筑领域 CDM 项目 80% 以上。其中签发成功项目只有三类，分别是居住建筑节能灯、居住建筑节能灶和新建节能建筑，分别为 9、4、2 个项目（分类方法主要基于项目类型进行分类，有些项目同时涉及到几个方法学，所以个数前后可能不一致）。

图 7 建筑领域 CDM 项目按类型分类



5 建筑领域相关减排方法学

建筑用能涉及到采暖、空调、通风、照明、热水和设备用电。涉及到能源需求、能源供应和外围护结构，EB 目前批准的方法学中还没有一种完全适合建筑领域的方法学。建筑领域节能减排机制比较复杂，如前所述，主要包括提高能效减少终端能源需求，改善外围护结构和提高供应端能源效率减少能源损失三大类别。建筑部门的减排方法学比较复杂，极少有得到实际应用和获得签发的方法学。另外，目前国内自愿减排市场采用的方法学基本和 CDM 方法学类似，后文将进行相关描述。如果聚焦在住宅供暖用能的有关问题

上，研究与其相关的节能措施和温室气体减排问题，可以将复杂的住宅能源消费情况大大简化。

5.1 大型项目方法学及其应用案例

针对具体的节能减排技术，建筑领域主要包括以下几个大型项目减排方法学：AM0044、AM0046、AM0058、AM0070、AM0072、AM0091。其中括号内编号为对应的国内自愿减排方法学编号。

AM0044 (CM-018-V01)：在工业或区域供暖部门中通过锅炉改造或替换提高能源效率。方法学依托的项目为蒙古乌兰巴托一个能源服务公司 (ESCO) 开展的“能源效率提高”项目，目的是取代旧的锅炉，在其他参数不变情况下，提高锅炉热效率，从而减少能源消费和温室气体排放，该项目年减排量为 2.3 万 tCO_2。中国目前只有一个应用该方法学项目在 EB 注册成功，年减排规模为 16 万 tCO_2。

AM0058 (CM-019-V01)：引入新的集中供热一次热网系统，为居民或商业用户供热。减排机理是利用高能效热电联产（或锅炉）为主热源的集中供热主热网，代替使用低能效的分散式小型锅炉供热网所带来的化石燃料消耗的减少。目前中国有 11 个项目在 EB 注册成功，单个项目减排规模较大，项目供热面积在 40-1700 万平米之间，年减排量规模在 6-200 万 tCO_2 之间，其中四个项目签发成功。

AM0046 (CM-043-V01)：“向用户发放高效灯泡”。该方法学适用于提高家庭照明设施能效的项目活动。项目由一个作为项目参与方的项目协调者实施。项目协调者以较低的价格向一个特定地区的住户销售或者捐赠紧凑型荧光灯 (CFL)，用以替代能效较低的灯泡。使用这些 CFL 的住户不是项目参与方。参加项目的住户将以前使用的灯泡交给项目协调者。对于每一个交回的仍然可以使用的灯泡，住户可以从项目协调者那里获得一个新的 CFL，而且该 CFL 需要满足一定条件。目前有一个应用该方法学的项目在 EB 注册成功，年减排量 44 万 tCO_2。减排量计算方法是：在某一特定的服务水准下，基准线情景和项目活动（节能灯）电力消费的统计差额 * 电力 * 二氧化碳排放因子。

AM0070 (CM-021-V01)：民用节能冰箱的制造。该方法学适用于冰箱制造者提高所制造冰箱能效的项目活动。目前印度有两个项目采用该方法学在 EB 注册成功。项目减排规模分别为 28 万 tCO_2 和 58 万 tCO_2。

AM0072 (CM-022-V01)：供热中使用地热替代化石燃料。该方法学适用于在建筑物中引进地热集中供热系统进行空间供暖。该方法学也适用于新建设施，或者通过在系统上添加地热井来扩大其运营的区域地热供热系统。目前中国有两个项目采用该方法学在 EB 注册成功。项目减排规模分别为 7 万 tCO_2 和 10 万 tCO_2。

AM0091 (CM-052-V01)：新建建筑物中的能效技术及燃料转换项目。本方法学适用于在新建筑物中实行能效措施和 / 或燃料替代的项目活动。包括能效装置、高效照明系统、高效暖通空调 (HVAC) 系统、被动式太阳能设计、建筑能源管理系统 (BEMS) 和智能能源计量等。目前没有在 EB 注册成功的项目。

5.2 小型项目方法学及其应用案例

一般建筑部门项目的减排量较小，其减排计算可以采用 EB 批准的多种小规模项目方法学，可简化审定和核证程序，既可节约时间又可节约交易成本，并可考虑利用小项目打捆和项目规划办法，扩大项目规模和减排量。

为了减少交易成本，小规模 CDM 项目对一些模式和程序进行了简化，其中包括：项目设计文件、审定、注册、监测、核查和验证。CDM 小规模项目的定义是：

可再生能源项目活动：最大规模不大于 15 兆瓦；

提高能效项目：每年的节能量不高于 60GWh；

其他项目：每年减排量小于或者等于 6 万吨二氧化碳当量。

与建筑节能减排相关的小规模方法学主要包括：

AMS-I.C (CMS-001-V01) 用户使用的热能，可包括或者不包括电能：本方法学涵盖替代化石燃料产热供给用户的可再生能源技术，包括利用太阳能加热水和烘干、太阳能灶、利用可再生生物质能和其他替代化石燃料的供热技术。

AMS-II.A (CMS-006-V01) 供给侧能源效率提高 – 传送和输配。

AMS-II.B (CMS-007-V01) 供应侧能源效率提高 - 生产。案例应用：在蒙古国实施的一个分散式供热站改造项目，项目 2006 年 7 月注册，年减排放量 1.2 万吨 CO_2。

AMS-II.C (CMS-064-V01) 针对特定技术的需求侧能源效率提高：适用的项目活动：在一个或多个项目现场安装新的节能设备（如灯泡、镇流器、冰箱、马达，风扇、空调、泵系统和冷冻机）。

AMS-II.E (CMS-029-V01) 针对建筑物的提高能效和燃料转换措施：包括在单个建筑物，如商业、机构或住宅，

或一组类似的建筑群，如学校、街区或大学，实施的任何能效和燃料转换措施。

AMS-II.K (CMS-031-V01) 向商业建筑供能的热电联产或三联产系统：该方法学适用于安装消耗化石燃料的热电联产或三联产装置，同时向非工业的商业建筑供电、供冷（如，冷却水）和 / 或供热（如，蒸汽或热水。

AMS-II.N (CMS-013-V01) 在建筑内安装节能照明和 / 或控制装置：包括：1) 使用更节能的灯具、灯和 / 或镇流器替代现有的照明器材、灯和 / 或镇流器。2) 永久性拆除附带或不带反光镜的照明器材。3) 安装照明控制系统，如室内感应器或定时器（可以对照明器材、灯或镇流器进行或不进行拆除或改造），以减少电灯照明时间。

AMS-III.AE (CMS-041-V01) 新建住宅建筑中的提高能效和可再生能源利用。此类项目活动包括在新的联网居民住宅中（单独或复合住宅），通过使用下列措施降低电力消耗：有效的建筑设计原则，能效技术和可再生能源技术。其例子包括能源利用，高效供热及制冷系统，被动式太阳能设计，保温和太阳能光伏系统。所有设备及项目住宅中使用的建筑材料必须为新的且不能由其他项目转移。所有项目住宅必须遵守或已经符合相关的标准和政策（如建筑条例）。

其中注册成功的案例包括，1) 2005 年 5 月注册成功的南非 Kuyasa 住宅节能改造项目，该项目应用了 AMS-I.C，AMS-II.C 和 AMS-II.E 三个小项目方法学。项目采用的节能措施包括：天花板保温隔热，安装太阳能热水器和高效照明灯，年减排量为 6,580 tCO_2，规模较小。

应用 AMS-II.E 方法学的案例还有位于印度 Hotel Sonar Banglar 酒店的节能改造项目，年核准减排量为 2,987 tCO_2。此外，位于印度孟买商业用办公建筑的节能项目，已采取能效措施主要集中在供暖、通风、空调 (HVAC) 系统和照明等，年减排量 1,785 tCO_2。

应用 AMS.II-K 方法学案例为位于沙特阿拉伯一栋 52 层高的写字楼的三联供系统，年减排量 6,515 tCO_2。

总之，建筑节能减排项目规模相对较小。计算表明，北方地区室内平均温度从 16 °C 增至 20 °C 时，单位面积节能潜力大约为 21 kgce/m^2 (70 kWh/m^2)，户均面积以 100 平方米计算，则户均节能潜力 2.1 tce，年减排量为 5.6 tCO_2，因此，建筑小区在 1 万户以内或者总建筑面积在 100 万平方米以内，都可以满足小项目减排规模，从而采用相应的简化程序。

5.3 基准线排放的确定

参考 Marrakech Accords 第 48 段规定，基线排放可通过以下三种方法确定：

① . 已有的实际或者历史排放量；

② . 考虑到投资障碍，采用现有经济可行的技术带来的排放；

③ . 在类似社会、经济、环境和技术条件下，采用按排放水平由低到高排序的位于前 20% 类似项目近五年平均排放值。

根据这些方法，既有建筑节能改造可采用方法 1 确定基准线排放，即以节能改造之前的项目排放为基准线。而新建建筑项目可采用方法 2 和方法 3 来确定基准线情景。考虑到新建建筑相关的标准和法规，可能替代方案包括：

- 按 1980/1981 各地制定的通用设计标准新建的住宅建筑；
- 按节能 30% 设计标准新建的住宅建筑 (JGJ26-86)；
- 按节能 50% 设计标准新建的住宅建筑 (JGJ26-95)；
- 按节能 65% 设计标准新建的住宅建筑。

考虑到过去 10 年和今后 10 年是我国建筑建设高速发展时期，以及当地新建建筑实际达到的节能标准情况，可确定相应的基准线排放。比如北京等执行节能标准较好的城市和地区可能需要采用节能 50% 标准作为基准情景，其他地区可能采用节能 30% 作为基准情景，相应减排收益可以作为增量成本的部分补充，使得新建节能建筑项目成为可行的、财务上有吸引力的项目，从而有效地推动中国建筑节能的发展。

但事实上，基准线确定还存在着很多的困难：其中相关的数据的可获得性和不确定性水平具有很大的挑战。比如既有建筑改造项目的历史数据，可以采用用电和采暖的历史计量记录，选择已有的或历史的排放数据作为基线数据。但新建建筑的基准线确定时所需要的样本数据往往难以获得。

关于建筑基准排放的确定，目前研究机构和 EB 公布的方法学多数从建筑专业的角度出发，采用理论计算和行业基准法，基准线方法学越来越多，使用越来越复杂，实际操作性较差，所以应用这些方法的项目较少，能最终在碳市场真正获得收益的更少，从而相关参与方对推动建筑领域节能减排项目参与碳市场积极性不高。

但是从另一个角度来看，以北京碳市场未来，纳入的重点排放单位实际上一半以上的企业和建筑领域相

关，特别是大型公建项目。也就是说没有相关复杂方法学的支撑，建筑领域实际上已经参与到碳市场中。

试点市场的建筑领域项目的基准线确定主要采用历史排放或者其他合理平均值作为基准线，该方法操作性很强，也比较简单。但也存在很多争议，最大争议就是对过去节能减排做得比较好的企业不公平，尽管有些调整手段。

5.4 方法学应用中存在的问题和障碍

建筑领域方法学应用中存在很多障碍，其中最为关键是方法学复杂、基础数据缺乏、设计标准和实际运行结果存在差距、交易成本过高等，具体分析如下。

1. 方法学复杂，应用困难

尽管目前与建筑节能的相关方法学很多，包括大型方法学和小规模方法学，基本上涵盖了所有建筑节能的相关领域。但由于建筑能耗涉及到外围护结构、采暖、制冷、通风、照明、热水和设备等相互联系的多个方面，所以要综合确定具体节能减排措施的实际减排量，将不可避免地导致复杂的方法学。

我国单项建筑的节能技术已经发展的比较成熟，但由于中国幅原辽阔，气候特征复杂，并由于建筑物的地理位置不同，各地区的能效水平不同，很难确定统一的基准线。即使可以选择类似条件类似项目的平均排放水平，也很难获得类似项目的具体数据。

2. 基础数据不完善，难以确定基准线排放

一方面，尽管国家和地方层面都给出了多种建筑节能的设计标准和规范，但从系统的角度来看，建筑节能标准中没有给出单位建筑面积的能耗限值。另一方面，没有公开的权威统计数据对既有建筑的能耗水平进行分类统计，缺乏与节能建筑的相关的公开的、可靠的技术经济、节能效果等基础信息，难以确定节能建筑的排放基准。针对具体项目的节能减排评价，一方面建筑节能评价工作量巨大，另一方面由于没有系统的比较基准，节能建筑的评价结果置信度较低。

北京地区安装热计量表的办公建筑的采暖能耗调查表明，相似功能的办公建筑的能耗差别巨大，甚至超过两到三倍。平均能耗是 87 kWh/m^2，最高的是 149 kWh /m^2，最低的是 16 kWh/m^2。

3. 设计标准和实际运行结果存在差距

设计标准和实际运行结果存在差距。单个节能技术措施都不存在技术问题。节能住宅本身的多环节又使节能住宅的质量难以保证。节能住宅的质量要依靠从设计、建造施工、监督、验收等一系列环节中的严格措施来保证。2005 年建设部对 16 个省市 3000 多个在建工程进行调查发现，北方供暖地区新建筑设计执行节能标准的比例达 80-90%，施工过程中按节能设计标准施工的建筑中为 50%，投入使用的新建建筑的达到节能 50% 标准的不到 15%。

中国建筑科学研究院 2003-2005 年采暖季对北京部分城区节能建筑的连续测试发现，按节能 50% 的标准建造的住宅建筑实测节能率只有 37%，按节能 30% 标准建造的住宅实测节能率只有 7.2%。这些都反映出节能住宅产品质量存在较大问题，真正达到节能 50% 的住宅的普及率很低。

在“十一五”期间，新建建筑设计阶段和施工阶段执行节能强制性标准的比例大幅度提高，均超过为 95%，分别比 2005 年提高了 42 个百分点和 71 个百分点。但是，城镇节能建筑仅占既有建筑面积 23%，建筑节能强制性标准水平低，即使目前正在推行的“三步”建筑节能标准也只相当于德国 90 年代初的水平，能耗指标则是德国的 2 倍。北方老旧建筑热舒适度普遍偏低，北方采暖城镇集中供热普及率仍不到 50%（“十二五”建筑节能专项规划，2012）。

6 建筑领域特定方法学和标准制定简介

目前国内，针对中国北方既有建筑节能改造，正在积极推动的 1 个方法学和一个国际标准如下：

方法学：既有建筑采暖节能改造减排方法学

国际标准：建筑碳排放计算方法国际标准

其中方法学目前已经完成基准线计算工具的编写和案例计算，已经提交报告给住建部，但还没提交有报告给发改委气候司。

而国际标准目前处于标准制定阶段，主要考虑全生命周期方法，离实际应用还有一定距离，特别是第三方应用该标准进行建筑领域碳排放计算还需要较长时间。

6.1 既有建筑采暖节能改造减排方法学

该方法学由德国 GIZ 资助，和中国住建部合作。目前该方法学在大量样本数据调研的基础上，完成了方法学初稿的编写，目前已经提交给住建部，但还没有提交给发改委气候司，能否最终成功备案为适用于中国国内碳市场，包括 CCER 市场的方法学，尚存在不确定性。

该方法学的应用条件：北方既有居住建筑采暖系统节能改造，包括供暖系统和外维护结构两方面，主要是针对外围护结构节能改造，使得供热需求减少。改造前基准线默认采暖温度 18 度，住房舒适度变化难以量化，不予考虑。通过河北唐山地区改造前后的实际测量，与改造前相比，改造后单位面积大概能够节能 30% 左右。

针对多数既有建筑节能改造前没有安装热计量表的现状，通过经验公式计算基准线情景排放，改造后的排放在实测能耗基础上计算得到。因此该方法学的关键在于基准线情景的确定。其基本思路如下：

在大量样本统计基础上，根据建筑层数、墙体厚度和墙材类型三个关键因素对既有住宅建筑分为 10-16 类，在考虑散热损失、内部得热、采暖季长度和当地气象信息的基础上，给出了北方 210 个城市 10 类建筑改造前的理论采暖能耗值。

案例研究：利用该方法学，在北京地区，100 万平方米居住小区，4-8 层建筑类型，年减排量 9,000 tCO_2 左右，减排规模相对较小。按照目前试点碳交易市场的价格 50 元 /tCO_2 计算，年减排收益 45 万元左右。

该方法学优点在于：大幅度简化了住宅建筑基准线排放确定计算工作，在实际应用中只要简单确定建筑类型，即可得到住宅建筑基准线情景排放。只要这些参数、包括采暖时间长度和气象参数由专业机构提供，并能从公开渠道得到，方法学的应用具有很强的操作性。而改造后项目本身排放实测能源消耗，并简单计算即可得到。

方法学可能存在的问题：据介绍，节能改造后的实际测量结果与该方法计算结果基本符合，误差在 5% 以内。但改造前的实际采暖能耗与通过该基准线工具计算的结果相比不确定性较大，部分样本误差在 20-40% 左右。其原因可能在改造前建筑的采暖用能非常复杂，包括一些用户用能行为的不确定性。但该问题可以通过经验积累和样本数据的增加进行逐年修改和更新，从而降低基准线计算的不确定性问题。

6.2 建筑碳排放计算方法国际标准

标准全称：建筑碳排放计算方法国际标准 (Environmental performance of buildings - Carbon metric of building, ISO/TC 59/SC 17/WG 4)。

该标准是国际标准化组织 ISO 的标准。主要目标是针对建筑领域碳排放计算，给出统一的技术方法。由中国建筑标准设计研究院作为国内标准归口管理单位，参与了其中的部分工作，同济大学持续参与了标准的制定工作。

标准制定工作目前在进行中，因为 ISO 标准的周期通常比较长。

从“标准”的角度来看，即使该标准制定出来，通常也给出一些关键原则，没有进入具体操作的阶段。目前中国建筑设计研究院内部也在进行相关的深入研究，2013 年已经完成“标准”的初稿，并配有相关计算案例。

计算案例包括民用建筑和公共建筑，既有建筑和新建建筑，计算过程采用全生命周期分析方法，包括从建筑材料到建筑运行中各环节的能耗和排放，比较复杂，非建筑专业可能用不了该计算方法。

7 建筑领域节能减排项目在中国碳市场中前景

7.1 建筑节能减排项目参与碳市场的障碍分析

除了前面建筑领域方法学应用中存在的障碍外，其他障碍分析总结如下。

1. 投资障碍

建筑节能发展缓慢的关键原因在于，建筑节能开发建设成本高，新建项目和既有项目节能改造都存在投资障碍。据统计，北方城镇新建节能 50% 住宅建筑，比按 1980/1981 当地通用设计标准建设的住宅项目每平米投资约高出 100 元（外维护结构），如果加上 50 元 /m^2 元左右的供热系统改造和热计量的系统设备投资，总计高出 150 元 /m^2 左右，占建筑成本 10% 左右。如果提高到节能 65% 标准，成本将增加 12-14% 左右。与“十二五”建筑节能专项规划中的“围护结构、供热计量、管网热平衡节能改造成本在 220 元 / 平方米以上”基本一致。而对既有项目节能改造来说，基于 GTZ 在唐山市的示范项目，供热系统改造的平均成本是 590 RMB/m^2，通过利用保温措施达到节能效果的平均成本是 200 RMB/m^2。对应的二氧化碳减排成本，保温措施一项的减排成本相当于 3400 RMB/tCO_2，如果包括锅炉和管网的节能改造，其减排成本达到 6480 RMB/tCO_2。该减排成本远高于目前国内试点碳市场的 CCER 价格 40-60 元 /tCO_2。也远高于电力行业可再生能源替代煤电的减排成本 200 元 /tCO_2

2. 利益相关方协调困难

节能建筑的建设方和使用方、房屋所有方和能源消费支付方往往并不一致，存在节能投资和节能收益不一致问题，利益相关方协调困难。往往存在开发商对建筑节能没有积极性、社会大众对建筑节能的不重视等

问题，如果能效提高项目开发者不是直接使用者，那么就不会得到节能投资带来的收益，所以就会失去开发节能项目的积极性。这是在建筑能效改进领域中投资者和使用者面临的矛盾。对既有住宅建筑来说，分散所有权与缺乏管理资源和组织能力。对新建建筑来说，开发商不是真正建筑使用者，他们真正关心的是建筑的卖点和利润，而不是节能技术措施和节能效果。

严格按标准建造的节能住宅，节能保温的效果是比较显著的。但是成本也会相应增加 10% 左右，在相同的房屋售价下，开发商的利润就会相应减少 10% 左右；这就是开发商不热衷的原因。如果这部分成本转嫁到用户身上，节能住宅销售价至少要高出 10% 以上，用户购房的一次投资要增加，节能效益的回收时间非常长，并且存在很大不确定性，用户自然不愿意多掏钱买节能房。因此，国内很多能住宅示范小区，大多由国外开发公司和政府的资助来弥补节能住宅由于采取节能措施带来的增量成本，才使房屋售价不至于过高。

3. 管理障碍、政策激励不足

对于中国节能住宅，之所以造成“开发商不愿意，老百姓不在意”进展缓慢的局面，首要的原因在于政府监管乏力，已有法规的约束力不够和执法力度不够是主要原因，在住宅建设高速增长的 20 年中，大多数城市节能住宅普及率很低。节能建筑建设和节能改造工作需要大量资金投入，单纯依靠用户和建设方的努力是难以实现建筑节能目标的，亟需政府出台相关的经济鼓励政策，引导市场，优化资源配置。

现有建筑节能经济激励政策不足，没有形成推动建筑节能的市场机制，导致房地产开发市场对建筑节能指标的变化不敏感，普通消费者对节能建筑的关注度不高。其中最为关键的供热计量进展缓慢而影响了建筑节能的整体进度。供热公司向用户收费是基于建筑面积，业主没有节省采暖能耗的动机。按面积缴纳采暖费，住户实现了节能但没少缴采暖费，消感受不到节能住宅所带来的实惠，影响了住户的节能积极性。

4. 减排规模过小，交易成本过高

尽管各方都在关注建筑节能项目参与碳市场问题，但要在短期内获得较大进展是比较困难的。其中关键因素是该类项目减排规模较少，交易成本过高。

交易成本在减排收益评价时常常当作被忽略的细小因素，但由于建筑节能的复杂性，实际上对建筑节能项目参与碳市场竞争起着非常重要的作用。对大型公共建筑，往往存在一个所有者或者管理者，节能工作的开展相对容易，但即使如此，CDM 项目经验表明，年减排量在 1 万 tCO_2 以下的项目，难以弥补 CDM 的交易成本。对住宅项目来说，由于需要协调不同的项目业主，每一个独立住户的房屋能耗情况会有所不同，节能改造成本和节能效益的分担实际上将导致较高的交易成本，从而对协调机构没用任何经济吸引力。

以北京地区为例，按节能 50% 采暖用能考虑，每个采暖季采暖用能节能量为 12.5 kgce/ 平方米，以每套住宅平均 100 平方米计算，每套住宅年节能量 1.25 tce，年减排量为 3.3 tCO_2，即使要达到 CDM 小项目减排规模，年减排量不超过 6 万吨 CO_2，则住宅小区面积将达到 180 万平方米，涉及住户达到 1.8 万户。即使按照 CDM 小项目简化程序，其申请、注册到签发的交易成本将超过 100 万元，该成本未包括项目实施过程中的监测费成本。

为使建筑节能项目在经济具有吸引力，该类项目必须具有一定的减排规模，其减排收益至少要大于项目协调结构的相关交易成本，包括项目申请、审批、设计、核实、核查等相关费用。因此，考虑交易成本后，建筑节能项目的最小规模实际存在一定门槛。以目前试点市场的 CCER 价格 50 元 /tCO_2 计算，则减排规模至少需要超过 2 万 tCO_2，相当于小区面积 60 万平方米，住户 6000 户的规模。

目前交易成本障碍主要来自于项目本身的交易成本，对于交易所和买家环节交易成本相对较低。交易所本身的管理费非常低，类似于证券交易所的管理费，同时由于交易所提供了一个公开透明的平台，对买家来说相对比较容易，因此，交易成本中交易所管理费和寻找买家方面基本上的成本可以忽略不计。但是减排项目供应方涉及到的交易成本则不同行业差别较大。减排规模大，方法学简单和市场开发成熟的减排项目交易成本较低，比如电力项目和工业项目。减排规模小和方法学复杂的减排项目比如建筑、交通、林业和分散能效项目，在目前规则下 CCER 供应方承担的交易成本比较大。但这可以通过放开碳交易市场、经验积累、方法学改进等措施，最终使得交易成本较低到一个合理水平，并且企业可以承受的。并且，当交易成本降下来后，可以通过抽查、独立第三方核查等手段进行改进和完善，从而确保项目质量。

7.2 建筑领域节能减排相关规定

2008 年 4 月，《中华人民共和国节约能源法》经修订颁布执行，其专门设置一节七条，明确规定建筑节能工作的监督管理和主要内容。两部法律的制（修）定，为建筑节能工作的开展提供了法律基础。

2008 年 10 月，《民用建筑节能条例》颁布实行，作为指导建筑节能工作的专门法规，条例规定共六章四十五条，详细规定了建筑节能的监督管理、工作内

容和责任。《民用建筑节能条例》的颁布执行，全面推进了建筑节能工作，同时也推动了全国建筑节能工作法制化。

建筑节能标准规范体系不断完善，基本涵盖了设计、施工、验收、运行管理等各个环节，涉及新建居住和公共建筑、既有居住和公共建筑节能改造（“十二五”建筑节能专项规划）。

但是，新建建筑执行节能标准水平仍不平衡。总的来说，“十一五”期间，我国执行的建筑节能标准主要为 50% 节能标准 ，节能标准的水平较低。从执行建筑节能标准情况看，施工阶段比设计阶段差，中小城市比大城市差，经济欠发达地区比经济发达地区差。其中，2000 年以前我国建成的建筑大多为非节能建筑，民用建筑外墙平均保温水平仅为欧洲同纬度发达国家的 1/3，据估算北方地区有超过 20 亿平米的既有建筑需进行节能改造。

除了建筑节能的相关规定外，目前国内试点碳市场实际上已经把大型公共建筑纳入碳市场。以北京为例，建筑面积超过 2 万平方米的大型公共建筑已经纳入重点控排单位。因此，从这个角度来看，建筑领域其他类型节能减排项目可以通过抵消机制进入碳市场。

总体来说，目前碳市场中，建筑领域在项目层面：经济性吸引力不强，也很难吸引到市场参与。CCER 的开展最初是为 CDM 项目寻找出路，但目前各试点碳市场设置了一定现在，留给 CCER 的市场比例很小。另外，在北京试点碳市场，大型公建已经纳入配额市场，未来大型公建可能成为碳市场的需求方，而不是预期中的供应方，其他建筑领域参与碳市场的潜力很有限。但是如果将来考虑区域一体化，比如京津冀一体化，建筑领域节能减排项目通过抵消机制进入碳市场，则市场规模相对较大。

虽然目前建筑领域的间接排放可能也被纳入配额市场，但由于在确定基准年排放时也把间接排放纳入配额，因此，从单个项目来说，只要前后口径前后一致，配额分配时也包括间接排放，就不存在存在双重计算问题。这种处理方式的原因在于，国内目前电价体制对电力行业的成本无法传导到消费端，因此，在碳市场中把直接和间接一起考虑，从而促进国内的节能减排目标的实现，并通过技术手段避免双重计算问题。

7.3 建筑领域项目参与碳市场的前景

建筑领域项目实际上已经参与到碳交易市场。以北京为例，纳入碳交易市场的 400 多家控排单位，实际上将近一半都是与建筑领域相关，主要是以大型公建为主。从交易所角度来看，所有建筑领域节能减排项目都可以纳入碳市场进行交易，包括少量的几吨也可以。对买家和卖家来说，交易所只提供一个透明的交易平台而已。不同类型减排项目，对交易所和买家来说没有太大区别，只要价格和其他 CCER 价格一样。

同时，必须面对的一个现实是，在目前规则下，单纯通过碳市场和碳交易，不可能作为建筑领域节能减排的内在动力。因为通过交易所平台，即使买家具有一定的倾向性，碳价也不可能太高，太高的话也就无法和其他碳减排产品竞争。对买家来说，出于成本最小化原则，如果规则允许的话，买家是谁便宜买谁的。因此对建筑领域来说，在相同的市场价格下，应重点在于提高供应产品的竞争力。实际情况是，由于建筑领域减排成本远高于电力和工业领域，目前的碳市场价格可能不到建筑领域减排成本的 1/10，因此建筑节能减排项目的市场竞争力显然较低，完全通过碳市场收益来推动建筑领域节能减排是不现实的。随着国家资源和能源价格改革，未来能源价格和资源价格都可能上涨，国家节能减排力度将加大，从而碳市场价格将可能上升。

但是，建筑领域节能减排涉及到很多环境效益和外部效益问题，实际上存在市场失灵问题，不能也不应该完全通过市场机制来推动和实施，应该和政府管制相结合。但单纯依赖政府管制也不行，如果完全政府管制的话，则很可能变成政府税收，无法利用市场机制来发现低成本的减排机会和大面积推广建筑领域的节能减排技术。

从另外一个角度来看，建筑领域的多数节能减排项目其实已经得到政府的大量补贴，相关项目即使没有碳市场收益也得进行。也就是说，参与碳市场对建筑节能减排项目只是起到一个锦上添花的作用，在降低政府补贴负担的同时，提高整个公众的节能减排意识。比如很多政府主导的建筑节能改造项目，政府投入实际上是沉没成本，碳市场可以起到对政府主导的节能改造项目的社会肯定和示范推广作用，并在社会上形成一种节能减排的风气。

北京的工业节能减排潜力很小，主要在建筑和交通领域，但成本太高。投入产出比不具吸引力。特别是住宅小区的协调成本很高，协调十分困难。即使政府出钱进行能改造，住宅居民也因为各种原因不一定接受，实施的可行性较差。如果从抵消机制角度来看，北京的老旧小区节能改造是最好选择，但比较难。

7.4 利用碳市场促进建筑节能减排的政策建议

1. 完善建筑节能基础数据的分类统计

建筑节能目前缺乏系统的分类统计数据，从而缺乏分

类的可操作的新建建筑节能标准，和既有建筑节能改造量化评价标准。

2. 制订可比较的建筑节能标准

制订可比较的建筑节能标准，便于确定建筑节能的排放基准。可通过现有建筑能耗做分类统计的基础上进行深入分析，按类别确定建筑能耗和排放基准，并对所实施的节能措施的效果进行准确的量化。

3. 简化建筑节能方法学

目前建筑节能的相关方法学过于复杂，主要基于建筑专业设计的思路进行方法学设计，在方法学应用过程中缺乏操作性，或者由于过于复杂和专业导致第三方难以核实和推广。应在深入分析和研究的基础上，抓住主要影响因素，进行简化设计和减排计算，以便于第三方核实、验证和推广。

把历史法和基准法结合起来，既考虑社会公平也考虑实施效率和可操作性，应该是建筑领域节能减排项目参与碳市场开发方法学的重点方向。

4. 减少节能建筑项目的交易成本

建筑节能减排规模相对较少，因此其减排收益也相对较少，通过政策优惠和政策鼓励，来降低交易成本，从而提高节能建筑项目在碳市场中的吸引力。需要针对行业特点，对项目开发范围、项目开发过程、减排领域寻找以及项目注册后的监测等进行技术指导，如果可能，建立行业内 CDM 技术服务队伍。

5. 鼓励和支持节能建筑相关方积极参与

制定鼓励政策，为建筑节能的发展营造较好的政策环境；对节能建筑项目给予优惠，增强其竞争力。建立一套建筑节能人才培育体系，增强其发展的可持续性。对建筑行业相关的项目开发经验等进行宣传，提高对此类项目的开发能力。

6. 选择合适的协调管理机构

建筑节能项目必须选择合适的项目协调管理机构，建筑节能项目涉及到较多项目参与方和利益相关方，比如规划 CDM 项目。该协调管理机构应既能代表众多业主的节能减排的意愿和收益，又能保证业主履行应尽的义务（如：配合监测）。根据上述准则，政府主管机构及其下属机构，建筑行业协会，房地产公司、物业管理公司等可以成为相关项目的协调管理机构。通过市场创新，设计一种多赢机制，确保项目组织方、项目业主和第三方机构都能从中获益。

7. 对建筑节能减排的协同效益针对性鼓励和支持

与林业项目和交通领域节能减排类似，建筑节能项目存在协同效益，应针对建筑领域的协同效益，比如在节能减排同时，提纲了居住办公和居住的舒适程度，有利于人们的身体健康等，进行针对性鼓励和支持。

8. 碳市场与政府管制关系

目前除了需要完成配额的企业外，金融投资机构等参与的也不少，通过投资和投机行为，可以活跃市场和发现市场，不能简单否定。特别是在目前碳市场建立初期，如何通过市场手段来达到国内节能减排和产业转型升级等目标，需要政府和社会保持耐心，用心呵护。碳市场从根本来说是通过市场手段来达到社会目标，因此政府在其中起引导作用，但不能全部管制，全部管制不是市场行为。

但是，碳市场的需求和动力主要来自于政府管制行为。因此，配额的分配和调整主要由政府主导和管制，因为没有需求也就谈不上市场。而碳市场供应侧，应该主要通过市场机制，通过市场手段寻找减排成本最小的节能减排项目。但相关规则和核算方法需要政府进行主导和编制。

致谢

该报告在编写过程中得到以下专家的建议和支持，包括：綦久竑（北京环交所），刘刚（中国建筑设计研究院），王书灵、蔡静（北京市交通行业节能减排中心）、韦志洪（清华大学），周剑（清华大学），徐悦 (GIZ)，包源 (GIZ) 等。

参考文献

[1] “十二五”建筑节能专项规划，住房和城乡建设部，2012.05

[2] 中国建筑节能年度发展研究报告 2014；

[3] 中国自愿减排交易信息平台；

[4] http://cdm.unfccc.int；

附表

附表 1 温室气体自愿减排交易审定与核证机构及其专业领域

序号	专业领域	中国质量认证中心	广州赛宝认证中心服务有限公司	中环联合（北京）认证中心有限公司	环境保护部环境保护对外合作中心	中国船级社质量认证公司	北京中创碳投科技有限公司	中国农业科学院	深圳华测国际认证有限公司	中国林业科学研究院林业科技信息研究所
1	能源工业（可再生能源 / 不可再生能源）	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
2	能源分配	✓	✓	✓		✓	✓		✓	
3	能源需求	✓	✓	✓		✓	✓		✓	
4	制造业	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	
5	化工行业	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	
6	建筑行业	✓		✓		✓	✓		✓	
7	交通运输业	✓	✓	✓		✓	✓		✓	
8	矿产品	✓	✓	✓		✓			✓	
9	金属生产	✓	✓	✓		✓			✓	
10	燃料飞逸性排放（固体燃料，石油和天然气）	✓	✓	✓		✓				
11	碳卤化合物和六氟化硫的生产和消费产生的飞逸性排放	✓		✓	✓	✓				
12	溶剂的使用	✓		✓		✓			✓	
13	废物处置	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	
14	造林和再造林	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓
15	农业	✓	✓	✓			✓	✓		
16	碳捕获与储存									

注：统计信息截至 2014 年 11 月 4 日

附表 2 CCER 方法学

	CDM 方法学编号	自愿减排方法学编号	中文名	翻译版本号
第一批	ACM0002	CM-001-V01	可再生能源联网发电	13.0.0 版
	ACM0005	CM-002-V01	水泥生产中增加混材的比例	7.1.0 版
	ACM0008	CM-003-V01	回收煤层气、煤矿瓦斯和通风瓦斯用于发电、动力、供热和 / 或通过火炬或无焰氧化分解	7.0 版
	ACM0011	CM-004-V01	现有电厂从煤和 / 或燃油到天然气的燃料转换	2.2 版
	ACM0012	CM-005-V01	通过废能回收减排温室气体	4.0.0 版
	ACM0013	CM-006-V01	使用低碳技术的新建并网化石燃料电厂	5.0.0 版
	ACM0014	CM-007-V01	工业废水处理过程中温室气体减排	5.0.0 版
	ACM0015	CM-008-V01	应用非碳酸盐原料生产水泥熟料	3.0 版
	ACM0019	CM-009-V01	硝酸生产过程中所产生 N2O 的减排	1.0.0 版
	AM0001	CM-010-V01	HFC-23 废气焚烧	6.0.0 版
	AM0019	CM-011-V01	替代单个化石燃料发电项目部分电力的可再生能源项目	2.0 版
	AM0029	CM-012-V01	并网的天然气发电	3.0 版
	AM0034	CM-013-V01	硝酸厂氨氧化炉内的 N2O 催化分解	5.1.1 版
	AM0037	CM-014-V01	减少油田伴生气的燃放或排空并用做原料	2.1 版
	AM0048	CM-015-V01	新建热电联产设施向多个用户供电和 / 或供蒸汽并取代使用碳含量较高燃料的联网 / 离网的蒸汽和电力生产	3.1.0 版
	AM0049	CM-016-V01	在工业设施中利用气体燃料生产能源	3.0 版
	AM0053	CM-017-V01	向天然气输配网中注入生物甲烷	3.0.0 版
	AM0044	CM-018-V01	在工业或区域供暖部门中通过锅炉改造或替换提高能源效率	2.0.0 版
	AM0058	CM-019-V01	引入新的集中供热一次热网系统	3.1 版
	AM0064	CM-020-V01	地下硬岩贵金属或基底金属矿中的甲烷回收利用或分解	3.0.0 版
	AM0070	CM-021-V01	民用节能冰箱的制造	3.1.0 版
	AM0072	CM-022-V01	供热中使用地热替代化石燃料	2.0 版
	AM0087	CM-023-V01	新建天然气电厂向电网或单个用户供电	2.0 版
	AM0089	CM-024-V01	利用汽油和植物油混合原料生产柴油	1.1.0 版
	AM0099	CM-025-V01	现有热电联产电厂中安装天然气燃气轮机	1.1.0 版
	AM0100	CM-026-V01	太阳能一燃气联合循环电站	1.1.0 版
	AMS-I.C.	CMS-001-V01	用户使用的热能，可包括或不包括电能	19.0 版

	AMS-I.D.	CMS-002-V01	联网的可再生能源发电	17.0 版
	AMS-I.F.	CMS-003-V01	自用及微电网的可再生能源发电	2.0 版
	AMS-I.G	CMS-004-V01	植物油生产并在固定设施中用作能源	1.0 版
	AMS-I.H	CMS-005-V01	生物柴油生产并在固定设施中用作能源	1.0 版
	AMS-II.A	CMS-006-V01	供应侧能源效率提高—传送和输配	10.0 版
	AMS-II.B	CMS-007-V01	供应侧能源效率提高—生产	9.0 版
	AMS-II.D	CMS-008-V01	针对工业设施的提高能效和燃料转换措施	12.0 版
	AMS-II.F	CMS-009-V01	针对农业设施与活动的提高能效和燃料转换措施	10.0 版
	AMS-II.G	CMS-010-V01	使用不可再生生物质供热的能效措施	4.0 版
	AMS-II.J	CMS-011-V01	需求侧高效照明技术	4.0 版
	AMS-II.L.	CMS-012-V01	户外和街道的高效照明	01 版
	AMS-II.N	CMS-013-V01	在建筑内安装节能照明和 / 或控制装置	1.0 版
	AMS-II.O	CMS-014-V01	高效家用电器的扩散	1.0 版
	AMS-III.AN	CMS-015-V01	在现有的制造业中的化石燃料转换	2.0 版
	AMS-III.AO	CMS-016-V01	通过可控厌氧分解进行甲烷回收	1.0 版
	AMS-III.AU	CMS-017-V01	在水稻栽培中通过调整供水管理实践来实现减少甲烷的排放	3.0 版
	AMS-III.AV	CMS-018-V01	低温室气体排放的水净化系统	3.0 版
	AMS-III.Z	CMS-019-V01	砖生产中的燃料转换、工艺改进及提高能效	4.0 版
	AMS-III.BB	CMS-020-V01	通过电网扩展及新建微型电网向社区供电	1.0 版
	AMS-III.D	CMS-021-V01	动物粪便管理系统甲烷回收	19.0 版
	AMS-III.G	CMS-022-V01	垃圾填埋气回收	8.0 版
	AMS-III.L	CMS-023-V01	通过控制的高温分解避免生物质腐烂产生甲烷	2.0 版
	AMS-III.M	CMS-024-V01	通过回收纸张生产过程中的苏打减少电力消费	2.0 版
	AMS-III.Q.	CMS-025-V01	废能回收利用（废气 / 废热 / 废压）项目	4.0 版
	AMS-III.R	CMS-026-V01	家庭或小农场农业活动甲烷回收	3.0 版
	方法学编号	方法学名称		
第二批	AR- CM-001-V01	碳汇造林项目方法学		
	AR- CM-002-V01	竹子造林碳汇项目方法学		
	常规项目自愿减排方法学			
	CDM 方法学编号	自愿减排方法学编号	中文名	原版本号
	ACM0007	CM-027-V01	单循环转为联合循环发电	06.1.0 版
	ACM0016	CM-028-V01	快速公交项目	03.0.0 版
	AM0009	CM-029-V01	燃放或排空油田伴生气的回收利用	06.0.0 版
	AM0014	CM-030-V01	天然气热电联产	4.0 版

	AM0028	CM-031-V01	硝酸或己内酰胺生产尾气中 N2O 的催化分解	05.1.0 版
	AM0031	CM-032-V01	快速公交系统	04.0.0 版
	AM0035	CM-033-V01	电网中的 SF6 减排	01 版
	AM0061	CM-034-V01	现有电厂的改造和 / 或能效提高	2.1 版
	AM0088	CM-035-V01	利用液化天然气气化中的冷能进行空气分离	1.0 版
	AM0097	CM-036-V01	安装高压直流输电线路	1.0.0 版
	AM0102	CM-037-V01	新建联产设施将热和电供给新建工业用户并将多余的电上网或者提供给其他用户	1.0.0 版
	AM0107	CM-038-V01	新建天燃气热电联产电厂	2.0 版
	AM0017	CM-039-V01	通过蒸汽阀更换和冷凝水回收提高蒸汽系统效率	2.0 版
	AM0020	CM-040-V01	抽水中的能效提高	2.0 版
	AM0023	CM-041-V01	减少天然气管道压缩机或门站泄露	4.0.0 版
	AM0043	CM-042-V01	通过采用聚乙烯管替代旧铸铁管或无阴极保护钢管减少天然气管网泄漏	2.0 版
	AM0046	CM-043-V01	向住户发放高效的电灯泡	2.0 版
	AM0050	CM-044-V01	合成氨 - 尿素生产中的原料转换	3.0.0 版
	AM0055	CM-045-V01	精炼厂废气的回收利用	2.0.0 版
	AM0063	CM-046-V01	从工业设施废气中回收 CO_2 替代 CO_2 生产中的化石燃料使用	1.2.0 版
	AM0065	CM-047-V01	镁工业中使用其他防护气体代替 SF6	2.1 版
	AM0071	CM-048-V01	使用低 GWP 值制冷剂的民用冰箱的制造和维护	2.0 版
	AM0074	CM-049-V01	利用以前燃放或排空的渗漏气为燃料新建联网电厂	3.0.0 版
	AM0078	CM-050-V01	在 LCD 制造中安装减排设施减少 SF6 排放	2.0.0 版
	AM0090	CM-051-V01	货物运输方式从公路运输转变到水运或铁路运输	1.1.0 版
	AM0091	CM-052-V01	新建建筑物中的能效技术及燃料转换	1.0.0 版
	AM0092	CM-053-V01	半导体行业中替换清洗化学气相沉积 (CVD) 反应器的全氟化合物 (PFC) 气体	1.0.0 版
	AM0096	CM-054-V01	半导体生产设施中安装减排系统减少 CF4 排放	1.0.0 版
	ACM0017	CM-055-V01	生产生物柴油作为燃料使用	2.1.0 版
	AM0018	CM-056-V01	蒸汽系统优化	3.0.0 版
	AM0021	CM-057-V01	现有己二酸生产厂中的 N2O 分解	3.0 版
	AM0027	CM-058-V01	在无机化合物生产中以可再生来源的 CO_2 替代来自化石或矿物来源的 CO_2	2.1 版
	AM0030	CM-059-V01	原铝冶炼中通过降低阳极效应减少 PFC 排放	4.0.0 版
	AM0045	CM-060-V01	独立电网系统的联网	2.0 版
	AM0051	CM-061-V01	硝酸生产厂中 N2O 的二级催化分解	2.0 版

AM0059	CM-062-V01	减少原铝冶炼炉中的温室气体排放	1.1 版
AM0062	CM-063-V01	通过改造透平提高电厂的能效	2.0 版
AM0076	CM-064-V01	在现有工业设施中实施的化石燃料三联产项目	1.0 版
AM0077	CM-065-V01	回收排空或燃放的油井气并供应给专门终端用户	1.0 版
AM0079	CM-066-V01	从检测设施中使用气体绝缘的电气设备中回收 SF6	2.0 版
AM0095	CM-067-V01	基于来自新建钢铁厂的废气的联合循环发电	1.0.0 版
AM0098	CM-068-V01	利用氨厂尾气生产蒸汽	1.0.0 版
AM0101	CM-069-V01	高速客运铁路系统	1.0.0 版
ACM0003	CM-070-V01	水泥或者生石灰生产中利用替代燃料或低碳燃料部分替代化石燃料	7.4.1 版
AM0007	CM-071-V01	季节性运行的生物质热电联产厂的最低成本燃料选择分析	1.0 版
ACM0022	CM-072-V01	多选垃圾处理方式	1.0.0 版
AM0036	CM-073-V01	供热锅炉使用生物质废弃物替代化石燃料	4.0.0 版
AM0038	CM-074-V01	硅合金和铁合金生产中提高现有埋弧炉的电效率	3.0.0 版
ACM0006	CM-075-V01	生物质废弃物热电联产项目	12.1.0 版
AM0042	CM-076-V01	应用来自新建的专门种植园的生物质进行并网发电	2.1 版
ACM0001	CM-077-V01	垃圾填埋气项目	13.0.0 版
AM0054	CM-078-V01	通过引入油 / 水乳化技术提高锅炉的效率	2.0 版
AM0056	CM-079-V01	通过对化石燃料蒸汽锅炉的替换或改造提高能效，包括可能的燃料替代	1.0 版
AM0057	CM-080-V01	生物质废弃物用作纸浆、硬纸板、纤维板或生物油生产的原料以避免排放	3.0.1 版
AM0060	CM-081-V01	通过更换新的高效冷却器节电	1.1 版
AM0066	CM-082-V01	海绵铁生产中利用余热预热原材料减少温室气体排放	2.0 版
AM0067	CM-083-V01	在配电电网中安装高效率的变压器	2.0 版
AM0068	CM-084-V01	改造铁合金生产设施提高能效	1.0 版
AM0069	CM-085-V01	生物基甲烷用作生产城市燃气的原料和燃料	2.0 版
AM0073	CM-086-V01	通过将多个地点的粪便收集后进行集中处理减排温室气体	1.0 版
ACM0009	CM-087-V01	从煤或石油到天然气的燃料替代	4.0.0 版
AM0080	CM-088-V01	通过在有氧污水处理厂处理污水减少温室气体排放	1.0 版
AM0081	CM-089-V01	将焦炭厂的废气转化为二甲醚用作燃料，减少其火炬燃烧或排空	1.0 版

第三批	ACM0010	CM-090-V01	粪便管理系统中的温室气体减排	2.0.0 版
	AM0083	CM-091-V01	通过现场通风避免垃圾填埋气排放	1.0.1 版
	ACM0018	CM-092-V01	纯发电厂利用生物废弃物发电	2.0.0 版
	ACM0020	CM-093-V01	在联网电站中混燃生物质废弃物产热和 / 或发电	1.0.0 版
	AM0093	CM-094-V01	通过被动通风避免垃圾填埋场的垃圾填埋气排放	1.0.1 版
	AM0094	CM-095-V01	以家庭或机构为对象的生物质炉具和 / 或加热器的发放	2.0.0 版
	小型项目自愿减排方法学			
	CDM 方法学编号	自愿减排方法学编号	中文名	翻译版本号
	AMS-I.J	CMS-027-V01	太阳能热水系统（SWH）	1.0 版
	AMS-I.K	CMS-028-V01	户用太阳能灶	1.0 版
	AMS-II.E	CMS-029-V01	针对建筑的提高能效和燃料转换措施	10.0 版
	AMS-III.AQ.	CMS-030-V01	在交通运输中引入生物压缩天然气	1.0 版
	AMS-II.K	CMS-031-V01	向商业建筑供能的热电联产或三联产系统	2.0 版
	AMS-III.AG	CMS-032-V01	从高碳电网电力转换至低碳化石燃料的使用	2.0 版
	AMS-III.AR	CMS-033-V01	使用 LED 照明系统替代基于化石燃料的照明	3.0 版
	AMS-III.AY	CMS-034-V01	现有和新建公交线路中引入液化天然气汽车	1.0 版
	AMS-I.B.	CMS-035-V01	用户使用的机械能，可包括或不包括电能	10.0 版
	AMS-I.L.	CMS-036-V01	使用可再生能源进行农村社区电气化	1.0 版
	AMS-II.H.	CMS-037-V01	通过将向工业设备提供能源服务的设施集中化提高能效	3.0 版
	AMS-II.I.	CMS-038-V01	来自工业设备的废弃能量的有效利用	1.0 版
	AMS-III.AA	CMS-039-V01	使用改造技术提高交通能效	1.0 版
	AMS-III.AB	CMS-040-V01	在独立商业冷藏柜中避免 HFC 的排放	1.0 版
	AMS-III.AE	CMS-041-V01	新建住宅楼中的提高能效和可再生能源利用	1.0 版
	AMS-III.AI	CMS-042-V01	通过回收已用的硫酸进行减排	1.0 版
	AMS-III.AK	CMS-043-V01	生物柴油的生产和运输目的使用	1.0 版
	AMS-III.AL	CMS-044-V01	单循环转为联合循环发电	1.0 版
	AMS-III.AM	CMS-045-V01	热电联产 / 三联产系统中的化石燃料转换	2.0 版
	AMS-III.AP	CMS-046-V01	通过使用适配后的怠速停止装置提高交通能效	2.0 版
	AMS-III.AT	CMS-047-V01	通过在商业货运车辆上安装数字式转速记录器提高能效	2.0 版
	AMS-III.C	CMS-048-V01	通过电动和混合动力汽车实现减排	13.0 版

	AMS-III.J	CMS-049-V01	避免工业过程使用通过化石燃料燃烧生产的 CO_2 作为原材料	3.0 版
	AMS-III.K	CMS-050-V01	焦炭生产由开放式转换为机械化，避免生产中的甲烷排放	5.0 版
	AMS-III.N	CMS-051-V01	聚氨酯硬泡生产中避免 HFC 排放	3.0 版
	AMS-III.P	CMS-052-V01	冶炼设施中废气的回收和利用	1.0 版
	AMS-III.S	CMS-053-V01	商用车队中引入低排放车辆 / 技术	3.0 版
	AMS-III.T	CMS-054-V01	植物油的生产及在交通运输中的使用	2.0 版
	AMS-III.U	CMS-055-V01	大运量快速交通系统中使用缆车	1.0 版
	AMS-III.W	CMS-056-V01	非烃采矿活动中甲烷的捕获和销毁	2.0 版
	AMS-III.X	CMS-057-V01	家庭冰箱的能效提高及 HFC-134a 回收	2.0 版
	AMS-I.A.	CMS-058-V01	用户自行发电类项目	15.0 版
	AMS-III.AC.	CMS-059-V01	使用燃料电池进行发电或产热	1.0 版
	AMS-III.AH.	CMS-060-V01	从高碳燃料组合转向低碳燃料组合	1.0 版
	AMS-III.AJ.	CMS-061-V01	从固体废物中回收材料及循环利用	3.0 版
	AMS-I.E	CMS-062-V01	用户热利用中替换非可再生的生物质	4.0 版
	AMS-I.I	CMS-063-V01	家庭 / 小型用户应用沼气 / 生物质产热	4.0 版
	AMS-II.C	CMS-064-V01	针对特定技术的需求侧能源效率提高	13.0 版
	AMS-III.V.	CMS-065-V01	钢厂安装粉尘 / 废渣回收系统，减少高炉中焦炭的消耗	1.0 版
	AMS-III.A.	CMS-066-V01	现有农田酸性土壤中通过大豆 - 草的循环种植中通过接种菌的使用减少合成氮肥的使用	2.0 版
	AMS-III.AD.	CMS-067-V01	水硬性石灰生产中的减排	1.0 版
	AMS-III.AF	CMS-068-V01	通过挖掘并堆肥部分腐烂的城市固体垃圾（MSW）避免甲烷的排放	1.0 版
	AMS-III.AS	CMS-069-V01	在现有生产设施中从化石燃料到生物质的转换	1.0 版
	AMS-III.AW	CMS-070-V01	通过电网扩张向农村社区供电	1.0 版
	AMS-III.AX	CMS-071-V01	在固体废弃物处置场建设甲烷氧化层	1.0 版
	AMS-III.B.	CMS-072-V01	化石燃料转换	16.0 版
	AMS - III.BA	CMS-073-V01	电子垃圾回收与再利用	1.0 版
	AMS-III.Y.	CMS-074-V01	从污水或粪便处理系统中分离固体避免甲烷排放	3.0 版
	AMS-III.F.	CMS-075-V01	通过堆肥避免甲烷排放	11.0 版
	AMS-III.H.	CMS-076-V01	废水处理中的甲烷回收	16.0 版
	AMS-III.I.	CMS-077-V01	废水处理过程通过使用有氧系统替代厌氧系统避免甲烷的产生	8.0 版

第四批	AMS-III.O.	CMS-078-V01	使用从沼气中提取的甲烷制氢	1.0 版
	农林项目自愿减排方法学			
	方法学编号	方法学名称		
	AR-CM-003-V01	森林经营碳汇项目方法学		
	AR-CM-004-V01	可持续草地管理温室气体减排计量与监测方法学		
	方法学编号	方法学名称		
	CM-096-V01	气体绝缘金属封闭组合电器 SF6 减排计量与监测方法学		

注：统计信息截至 2014 年 11 月 4 日

附表 3 已备案 CCER 项目信息

编号	名称	类型	所在地区	年预计减排量 /（tCO_2e/ 年）	计入期总减排量 /tCO_2e	业主	业主是否属于“万家企业”	项目类别
001	甘肃安西向阳风电场项目	能源工业	甘肃	88,842	1,430,039	甘肃新安风力发电有限公司	否	三
002	内蒙古巴彦淖尔乌兰伊力更 300 兆瓦风电项目	能源工业	内蒙古	759,771	331,045	内蒙古京能乌兰伊力更风力发电有限责任公司	否	三
003	宁夏太阳山风电场京能一期 49.5 兆瓦工程	能源工业	宁夏	80,789	71,050	宁夏京能新能源有限公司	否	三
004	中国永州湘祁水电项目	能源工业	湖南	230,154	209,345	华能湖南湘祁水电有限责任公司	否	三
005	吉林前郭王府站风电场 49.5 兆瓦风电项目	能源工业	吉林	97,174	159,472	前郭富汇风能有限公司	否	三
006	贵州乌江思林水电站	能源工业	贵州	2,298,814	2,229,535	贵州乌江水电开发有限责任公司	否	三
007	中国四川省色尔古水电项目	能源工业	四川	432,880	347,490	阿坝水电开发有限公司	否	三
008	中国四川省柳坪水电项目	能源工业	四川	341,043	435,414	阿坝水电开发有限公司	否	三
009	四川省大渡河沙湾水电站项目	能源工业	四川	1,173,838	2,051,805	四川圣达水电开发有限公司	否	三
010	贵州盘江煤矿瓦斯发电项目	矿产品和燃料的飞逸性排放	贵州	452,904	1,443,088	贵州盘江煤层气开发利用有限责任公司	否	三
011	贵州盘江低浓度煤矿瓦斯发电项目二期	矿产品和燃料的飞逸性排放	贵州	328,730	552,988	贵州盘江煤层气开发利用有限责任公司	否	三
012	贵州盘江煤层气开发利用有限责任公司煤矿瓦斯发电项目（三期）	矿产品和燃料的飞逸性排放	贵州	288,093	442,006	贵州盘江煤层气开发利用有限责任公司	否	三
013	吉林镇赉风电场二期工程项目	能源工业	吉林	101,673	199,179	蒙东协合镇赉第一风力发电有限公司	否	三
014	四川省达县九节滩水电项目	能源工业	四川	122,798	129,526	四川巴鼎能源开发有限公司	否	三
015	香格里拉县花椒坡水电站	能源工业	云南	45,351	145,743	香格里拉县中吉能源有限责任公司	否	三
016	云南丘北县赶马路风电场项目	能源工业	云南	66,761	10,060	大唐丘北风电有限责任公司	否	三

017	荆门子陵铺风电场项目	能源工业	湖北	76,322	534,254	荆门协合风力发电有限公司	否	一
018	中广核大悟五岳山风电场工程二期项目	能源工业	湖北	74,929	524,503	中广核湖北大悟风力发电有限公司	否	一
019	中广核大悟擂鼓台风电场工程项目	能源工业	湖北	76,714	536,998	中广核湖北大悟风力发电有限公司	否	一
020	乌兰察布市商都大脑包风电场天润4.95 万千瓦风电项目	能源工业	内蒙古	107,434	94,036	商都县天润风电有限公司	否	三
021	广东长隆碳汇造林项目	造林和再造林	广东	17,365	347,292	广东翠峰园林绿化有限公司	否	一
022	云南撒鱼沱60 兆瓦水电站	能源工业	云南	160,873	395,352	四川宜宾伊力集团横江发电有限公司	否	三
023	福建厦门东部燃气电厂项目	能源工业	福建	752,442	2,838,663	东亚电力（厦门）有限公司	否	三
024	甘肃瓜州北大桥第四风电场 200 兆瓦工程	能源工业	甘肃	449,486	204,311	甘肃酒泉汇能风电开发有限责任公司	否	三
025	甘肃 74 兆瓦河口水电项目	能源工业	甘肃	244,390	488,780	甘肃电投炳灵水电开发有限责任公司	否	三
026	阳光能源有限公司格尔木20 兆瓦并网光伏发电项目	能源工业	青海	27,987	195,909	阳光能源（青海）有限公司	否	一
027	福建 LNG 冷能空分项目	能源需求	福建	65,165	151,754	中海石油空气化工产品（福建）有限公司	否	三
028	国水投资集团调兵山泉眼沟风电场新建工程项目	能源工业	辽宁	102,464	102,464	三峡新能源调兵山风电有限公司	否	三
029	湖北利川天上坪 48 兆瓦风电项目	能源工业	湖北	68,831	481,817	三峡新能源利川风电有限公司	否	一
030	四川沐川县火谷水电项目	能源工业	四川	88,527	44,870	四川沐川县七星火谷水电开发有限公司	否	三
031	华能唐山丰南区黑沿子风电场一期工程	能源工业	河北	47,149	330,043	华能新能源股份有限公司	否	一
032	四川广元白龙江昭化水电站	能源工业	四川	139,955	79,755	大唐四川川北电力开发有限公司	否	三
033	四川省甘孜州九龙县五一桥水电站	能源工业	四川	373,851	878,806	四川中铁能源五一桥水电有限公司	否	三

034	四川石棉县松林河洪一水电站项目	能源工业	四川	288,134	572,320	四川松林河流域开发有限公司	否	三
035	宁夏太阳山45 兆瓦风力发电项目	能源工业	宁夏	73,644	186,027	中铝宁夏能源集团有限公司	否	三
036	丰达电力有限公司电厂油改气工程	能源工业	广东	68,155	138,364	惠州深能源丰达电力有限公司	否	三
039	河北邯郸30 兆瓦炭黑尾气发电项目	能源工业	河北	122,877	160,919	邯郸黑猫炭黑有限责任公司	否	三
040	华能北京热电厂燃气热电联产扩建工程	能源工业	北京	277,828	281,634	华能北京热电有限责任公司	是	三
041	芜湖海螺水泥有限公司2*18 兆瓦余热发电工程	能源工业和制造业	安徽	194,830	699,255	芜湖海螺水泥有限公司	否	三
042	河北吴桥生物质发电项目	能源工业	河北	144,552	276,466	国能吴桥生物发电有限公司	否	三
043	山东宁阳生物质发电项目	能源工业	山东	141,851	275,156	国能宁阳生物发电有限公司	否	三
044	白龙江汉王水电站项目	能源工业	甘肃	93,352	653,464	陇南市华誉水电有限公司	否	二
045	内蒙古国电二连浩特风场49.5 兆瓦风电项目	能源工业	内蒙古	107,359	751,513	内蒙古国电新能源有限公司	否	二
046	京能国际辉腾锡勒49.5 兆瓦风电场项目	能源工业	内蒙古	110,881	151,114	内蒙古京能察右中风力发电有限责任公司	否	三
047	华能上海燃机电厂	能源工业	上海	1,092,688	3,394,817	华能上海燃机发电有限责任公司	否	三
048	华能洱源石蒲塘风电场项目	能源工业	云南	93,448	654,136	华能洱源风力发电有限公司	否	一
049	华能大理州沙帽山风电场项目	能源工业	云南	88,655	620,585	华能巍山风力发电有限公司	否	一
050	内蒙古京能辉腾锡勒风电场二期项目	能源工业	内蒙古	76,661	59,017	北京京能新能源有限公司	否	三
051	京能国际霍林河B 区一期49.5 兆瓦风电场项目	能源工业	内蒙古	127,801	84,384	内蒙古京能霍林郭勒风力发电有限责任公司	否	三
052	内蒙古京能商都吉庆梁风电场一期项目	能源工业	内蒙古	112,727	125,699	内蒙古京能商都风力发电有限责任公司	否	三
053	恩菲新能源（中卫）有限公司太阳能光伏并网发电30 兆瓦工程项目	能源工业	甘肃	51,461	30,437	恩菲新能源（中卫）有限公司	否	三

054	国电和风调兵山风力发电项目	能源工业	辽宁	105,861	210,562	国电和风风电开发有限公司	否	三
055	国电黑山杨屯风力发电项目	能源工业	辽宁	102,886	258,484	国电和风风电开发有限公司	否	三
056	国电黑山芳山风力发电项目	能源工业	辽宁	104,519	262,873	国电和风风电开发有限公司	否	三
057	深圳市东部电厂天然气发电项目	能源工业	广东	173,852	753,358	深圳能源集团股份有限公司	否	三
058	新疆克州克孜河塔日勒嘎水电站项目	能源工业	新疆	125,268	876,876	克州新隆能源开发有限公司	否	一
059	云南德宏州弄另水电项目	能源工业	云南	506,690	724,636	德宏州龙江水电开发有限公司	否	三
060	中广核大悟五岳山风电场工程项目	能源工业	湖北	82,609	578,263	中广核湖北大悟风力发电有限公司	否	一
061	中广核利川柏杨坝风电场工程项目	能源工业	湖北	76,031	532,217	中广核湖北利川风力发电有限公司	否	一
062	内蒙古商都县吉庆梁风电场二期 49.5 兆瓦工程	能源工业	内蒙古	84,809	85,971	内蒙古京能商都风力发电有限责任公司	否	三
063	定州 10 兆瓦光伏屋顶并网发电项目	能源工业	河北	10,305	72,135	英利能源（中国）有限公司	否	一
064	云南迪庆倮马水电站项目	能源工业	云南	130,749	275,111	云南江海投资开发有限公司	否	三
065	四川省大渡河泸定水电站项目	能源工业	四川	2,778,853	2,124,109	四川华电泸定水电有限公司	否	三
066	四川华电西溪河水电开发有限公司联补水电站项目	能源工业	四川	414,172	692,178	四川华电西溪河水电开发有限公司	否	三
067	中国水电建设集团新能源开发有限责任公司凉州区 50 兆瓦并网光伏发电项目	能源工业	甘肃	62,267	19,788	中国水电建设集团武威光伏发电有限公司	否	三
068	四川雅安水津关水电站项目	能源工业	四川	216,525	494,153	华电雅安发电有限公司	否	三
069	宁夏红寺堡风电场二期 49.5 兆瓦工程项目	能源工业	宁夏	88,660	84,045	宁夏银星能源股份有限公司	否	三
070	福建屏南县金造桥水电站	能源工业	福建	114,765	182,995	福建金造桥水电有限公司	否	三
071	福建屏南李大坪水电站 20 兆瓦项目	能源工业	福建	44,706	184,205	屏南县衡利水电有限公司	否	三

072	泗洪协合风电场一期 49.5 兆瓦工程	能源工业	江苏	70,816	495,712	泗洪协合风力发电有限公司	否	—
073	邳州市太阳能并网发电二期 20 兆瓦地面光伏电站项目	能源工业	江苏	18,252	127,764	汉能邳州市太阳能发电有限公司	否	—
074	沛县 9 兆瓦煤矿塌陷地光伏电站项目	能源工业	江苏	8,454	59,178	沛县协合新能源有限公司	否	—
075	沛县协合新能源有限公司 6 兆瓦光伏电站项目	能源工业	江苏	5,571	38,997	沛县协合新能源有限公司	否	—
076	淮安中能刘老庄一期 9.8 兆瓦光伏电站项目	能源工业	江苏	8,804	61,628	淮安中能环光伏电力有限公司	否	—
077	河北省唐山市乐亭县和滦南县 (HB1) 农村户用沼气项目	能源工业	河北	29,707	104,993	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
078	河北省唐山市丰南区和滦南县 (HB2) 农村户用沼气项目	能源工业	河北	29,814	104,145	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
079	河北省唐山市遵化市和滦南县 (HB3) 农村户用沼气项目	能源工业	河北	34,809	123,885	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
080	河北省石家庄市平山县和行唐县 (HB4) 农村户用沼气项目	能源工业	河北	32,841	116,878	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
081	河北省石家庄市新乐市和藁城市 (HB5) 农村户用沼气项目	能源工业	河北	36,241	127,194	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
082	河北省石家庄市栾城县和藁城市 (HB6) 农村户用沼气项目	能源工业	河北	32,184	113,748	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
083	辽宁省锦州市黑山县 (LN1) 农村户用沼气项目	能源工业	辽宁	26,051	92,924	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
084	辽宁省凌源市 (LN2) 农村户用沼气项目	能源工业	辽宁	29,846	106,221	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
085	广西壮族自治区河池市大化县 (GX1) 农村户用沼气项目	能源工业	广西	38,112	135,431	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三

086	广西壮族自治区百色市乐业县、隆林县、田林县 (GX2) 农村户用沼气项目	能源工业	广西	39,563	139,715	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
087	广西壮族自治区北海市合浦县 (GX3) 农村户用沼气项目	能源工业	广西	29,241	104,067	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
088	广西壮族自治区贺州市富川县、昭平县 (GX4) 农村户用沼气项目	能源工业	广西	36,957	129,097	北京国农小康低碳产业投资有限公司	否	三
089	济南玮泉生物发电有限公司 1×30 兆瓦生物质发电项目	能源工业	山东	115,462	808,234	济南玮泉生物发电有限公司	否	一
090	河南浚县生物质发电项目	能源工业	河南	141,009	432,300	国能浚县生物发电有限公司	否	三

注：统计信息截至 2014 年 11 月 4 日

附表 4 已备案项目监测期内预估减排量与实际减排量

备案编号	项目名称	监测期	监测期内预估减排量 /tCO_2e	监测期内实际减排量 /tCO_2e	备注
001	甘肃安西向阳风电场项目	2008 年 2 月 16 日至 2011 年 11 月 20 日	331045	251252	
002	内蒙古巴彦淖尔乌兰伊力更 300MW 风电项目	2009 年 7 月 11 日至 2011 年 8 月 8 日	1,430,039	989,895	
003	宁夏太阳山风电场京能一期 49.5MW 工程	2011 年 02 月 05 日至 2011 年 12 月 22 日	71,050	78,678	
004	中国永州湘祁水电项目	2011 年 12 月 19 日至 2012 年 11 月 14 日	209,345	107,958	
005	吉林前郭王府站风电场 49.5MW 风电项目	2010 年 4 月 9 日至 2011 年 11 月 2 日	159,472	153,327	
006	贵州乌江思林水电站	2011 年 12 月 30 日至 2012 年 12 月 17 日	2,229,535	2,199,311	
007	中国四川省色尔古水电项目	2009 年 6 月 20 日至 2010 年 4 月 8 日	347,490	309,094	
008	中国四川省柳坪水电项目	2008 年 12 月 19 日至 2010 年 03 月 29 日	435,414	378,369	
009	四川省大渡河沙湾水电站项目	2009 年 4 月 18 日至 2011 年 1 月 15 日	2,051,805	1,978,283.93	
010	贵州盘江煤矿瓦斯发电项目	2009 年 9 月 23 日至 2012 年 11 月 28 日	1,443,088	1,153,352	
011	贵州盘江低浓度煤矿瓦斯发电项目二期	2011 年 4 月 1 日至 2012 年 12 月 4 日	552,988	346,403	
012	贵州盘江煤层气开发利用有限责任公司煤矿瓦斯发电项目（三期）	2011 年 5 月 26 日至 2012 年 12 月 5 日	442,006	305,485	
013	吉林镇赉风电场二期工程项目	2011 年 01 月 01 日至 2012 年 12 月 16 日	199,179	142,303	
014	四川省达县九节滩水电项目	2011 年 8 月 19 日至 2012 年 9 月 6 日	129,526	124,657	
015	香格里拉县花椒坡水电站	2007 年 6 月 26 日至 2010 年 9 月 10 日	145,743	150,111	
016	云南丘北县赶马路风电场项目	2012 年 10 月 12 日至 2012 年 12 月 5 日	10,060	10,012	
018	中广核大悟五岳山风电场工程二期项目	2013 年 10 月 23 日至 2014 年 7 月 31 日	74,929	47,026	
019	中广核大悟擂鼓台风电场工程项目	2013 年 12 月 21 日至 2014 年 7 月 31 日	76,714	20,761	
020	乌兰察布市商都大脑包风电场天润 4.95 万千瓦风电项目	2011 年 7 月 18 日至 2012 年 9 月 6 日	107,434	88,445	
022	云南撒鱼沱 60MW 水电站	2009 年 1 月 1 日至 2011 年 6 月 16 日	395,352	397,588	
023	福建厦门东部燃气电厂项目	2009 年 03 月 08 日至 2012 年 12 月 13 日	2,838,663	2,433,185	
024	甘肃瓜州北大桥第四风电场 200MW 工程	2011 年 1 月 18 日至 2011 年 9 月 22 日	204,311	170,066	
025	甘肃 74MW 河口水电项目	2010 年 12 月 28 日至 2012 年 12 月 26 日	488,780	432,588	
026	阳光能源有限公司格尔木 20 兆瓦并网光伏发电项目	2011 年 12 月 17 日至 2014 年 7 月 26 日	73,072	68,157	
028	国水投资集团调兵山泉眼沟风电场新建工程项目	2010 年 12 月 13 日至 2012 年 3 月 31 日	133,344	115,524	

030	四川沐川县火谷水电项目	2012 年 1 月 22 日至 2012 年 7 月 24 日	44,870	46,037	
032	四川广元白龙江昭化水电站	2012 年 5 月 24 日至 2012 年 12 月 17 日	79,755	105,188	
033	四川省甘孜州九龙县五一桥水电站	2009 年 1 月 1 日至 2011 年 5 月 8 日	878,806	761,872	
034	四川石棉县松林河洪一水电站项目	2009 年 5 月 25 日至 2011 年 5 月 19 日	572,320	500,428	
035	宁夏太阳山 45MW 风力发电项目	2008 年 4 月 2 日至 2010 年 10 月 10 日	186,027	177,102	
039	河北邯郸 30 兆瓦炭黑尾气发电项目	2011 年 9 月 8 日至 2012 年 12 月 28 日	160,919	115,398	
040	华能北京热电厂燃气热电联产扩建工程	2011 年 12 月 27 日至 2012 年 12 月 31 日	281,634	124,665	
041	芜湖海螺水泥有限公司 2*18MW 余热发电工程	2008 年 4 月 30 日至 2011 年 11 月 30 日	699,255	629,514	
043	山东宁阳生物质发电项目	2011 年 1 月 19 日至 2012 年 12 月 27 日	275,156	283,818	
044	白龙江汉王水电站项目	2013 年 4 月 1 日至 2014 年 7 月 31 日	124,554	137,376	
045	内蒙古国电二连浩特风场 49.5 兆瓦风电项目	2011 年 5 月 27 日至 2014 年 7 月 19 日	338,254	274,222	
047	华能上海燃机电厂	2006 年 5 月 16 日至 2009 年 6 月 22 日	3,394,817	587,465	
059	云南德宏州弄另水电项目	2008 年 8 月 11 日至 2010 年 1 月 14 日	724,636	454,877	征求意见中
064	云南迪庆倮马水电站项目	2010 年 11 月 10 日至 2012 年 12 月 16 日	275,111	355,229	征求意见中

注：统计信息截至 2014 年 11 月 4 日