

CM-012-V01 并网的天然气发电 (第一版)

一、 来源和适用条件

1. 来源

本方法学参考 UNFCCC-EB 的 CDM 项目方法学 AM0029: Baseline Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas (第 3.0 版), 可在以下网址查询:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/WW4I82DG7LJUQE5E5YGT1NZE4PNS60>

2. 适用条件

本方法学适用于如下条件:

- 项目活动(与文中的拟议项目活动或拟议自愿减排项目活动均为同一指代)为并网的新天然气发电厂的建设和运行¹;
- 基准线电网的地理/物理边界能够清晰界定, 有关电网和估计基准线排放的信息公开获得;
- 天然气在该地区或国家供应充足, 例如, 将来新增与拟议自愿减排项目活动具有可比装机规模的天然气电厂不会因为该项目活动的天然气用量而受到限制²。

二、 基准线方法学

1. 基准线情景

项目参与者须使用如下步骤来确定基准线情景:

步骤1: 识别可能的基准线情景

可供选择的基准线情景的识别应该包括所有提供与拟议自愿减排项目活动可比产出或服务的可能的、现实的和可信的替代方案(包括拟议项目活动, 但不作为自愿减排项目), 即在电网边界内(如“电力系统排放因子计算工具”中所定义)可作为项目活动的替代方案而建设的所有类型的发电厂。

¹天然气应该是主要燃料。可以使用少量的其它启动或者辅助燃料, 但其不能超过总燃料使用量的 1% (以能量计)。

²在一些情况下也许会出现无价格弹性的供应限制(例如, 资源有限以致在计入期内无扩大供应的可能), 这可能意味着项目活动转移了经济体系中原本要它用的天然气, 这样就导致可能的泄漏。因此, 对于项目参与者而言, 证明供给限制将不会带来这里所说的显著泄漏很重要。

有待分析的替代方案包括如下：

- 拟议项目活动，但不作为自愿减排项目来实施；
- 使用天然气发电，但是采用不同于该项目活动的技术；
- 使用非天然气的其他能源的发电技术；
- 从联网电力系统中调入电量，包括新建电力传输线的可能。

这些替代方案不必非得由同样容量、负荷因子和运行特征的电厂来组成（即，若干较小的电厂，或者某个较大电厂的一部分都可以是拟议项目活动的合理的替代方案），但是它们应该能提供类似的服务（例如，都是峰荷电力，或都是基荷电力）。需要进一步注意的是，所识别的基准线情景替代方案对项目参与者而言可能是不可获得的，但是对电网边界内的其他利益相关方而言是可获的（例如投资于电力容量扩张的其他公司）。要确保所有相关的电厂技术，像最近建成的、在建的或处于规划中的（例如，正式的电力发展规划中所列入的）都要包括在内作为可能的替代方案。在自愿减排项目设计文件中需要清晰描述各个基准线情景替代方案，包括技术工艺信息，诸如效率和技术寿命。

项目参与者应该排除任何不符合适用法律法规要求的基准线情景。

如果一种或者多种情景被排除，需要提供恰当的解释和证明文件以佐证为何排除这样的替代情景。

步骤2：识别经济上最具吸引力的基准线情景替代方案

经济上最具吸引力的基准线情景替代方案要运用投资分析来确定。对上述步骤1筛选后剩下的所有替代方案选用某一合适的财务指标并对其进行计算。而计算过程要包含所有相关的成本（例如投资成本、燃料成本、运行和维护成本等），收入（包括补助金/财政激励³，官方发展援助等，视情况而定），以及有公众投资者情况下的非市场成本和效益（如果适用）。

投资分析应该以透明的方式加以陈述，同时所有有关的假设应该在自愿减排项目设计文件中给出，以便读者能够重现投资分析过程并获得相同的结果。另外，关键的技术经济参数和假设（诸如资本成本、燃料价格估算、项目寿期、电厂的负荷因子和折现率或者资本成本等）应该在自愿减排项目设计文件中清晰地给出。对于各种假设的证明和/或引用应该做到能被经国家主管部门备案的审定/核证机构审核无误。在计算财务指标时，各种替代方案的风险能够体现为现金流形式予以包括，其大小则服从于项目特定的预期和假设（例如，保险费可以纳入成本计算，以反映特定的风险当量值）。进行投资分析时，如果项目活动与其替代方案所用的假设、输入数据和数据来源不同，那么这些差别需要加以证实。提交审定的自愿减排项目设计文件需要对所有情景替代方案的财务指标进行清晰

³注意执行理事会 22 次会议关于国家和/或部门的政策和法规的指导意见。

的比较说明。具有最优财务指标的基准线情景替代方案可以被预选为最可能的基准线情景；然后对所有替代方案进行敏感性分析。敏感性分析的范围应当依据实际情况确定，要能覆盖所有与敏感性分析相关且在计入期内可能变动的关键参数的可能变化。

应该对所有替代方案实施敏感性分析以证实关键性参数（例如燃料价格和负荷因子）在合理范围内变化时关于财务吸引力的结论依然是充分有效的。只有投资分析始终如一地支持（对于关键性参数在现实的变动范围内）下述结论，即预选出的基准线情景仍然是最具有经济和/或财务上的吸引力，其为选择基准线情景所提供的论证才是有效的。

如果敏感性分析证实了上述关于财务吸引力的结论，那么就选择最具经济吸引力的替代方案作为基准线情景。否则，就从最具有财务和/或经济吸引力的替代方案中选择具有最低排放率的替代方案作为基准线情景。

如果所选择的基准线情景的排放率明显低于拟议项目活动的排放率（例如基准线情景是水电、核电或者生物质发电），那么项目活动就不应被视为减排项目，从而该方法学不能适用。

2. 额外性

额外性的评价包括如下步骤：

步骤1：基准投资分析

运用CDM执行理事会认可的最新版本的“额外性论证与评价工具”中的子步骤2b（选项III：应用基准分析），子步骤2c（计算和比较财务指标）和子步骤2d（敏感性分析）来证明拟议自愿减排项目活动不可能具有财务上的吸引力。

步骤2：普遍性分析

运用CDM执行理事会认可的最新版本的“额外性论证与评价工具”的步骤4（普遍性分析）来论证项目活动在相关的国家和地区内不属于普遍性的实践。

步骤3：CDM 注册的影响

运用CDM执行理事会认可的最新版本的“额外性论证与评价工具”的步骤5（CDM注册的影响）来描述项目活动注册的影响。

如果上述3个步骤都能够得到满足，那么拟议项目活动被视为是额外的。

3. 项目边界

项目边界的空间范围包括项目场所以及与“电力系统排放因子计算工具”所定义的基准线电网物理上联接的所有电厂。

在计算项目排放时，只考虑项目电厂的化石燃料燃烧排放的二氧化碳；而在

计算基准线排放时，只考虑基准线各电厂的化石燃料燃烧排放的二氧化碳。

包含在项目边界内或被排除在项目边界外的温室气体情况如表1所示。

表1. 包含在项目边界内或被排除在项目边界外的排放源情况

	排放源	温室气体种类	包括否?	说明理由/解释
基准线情景	基准线发电	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	保守简化
		N ₂ O	否	保守简化
项目活动情景	项目活动导致的现场化石燃料燃烧	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	为简化，排除
		N ₂ O	否	为简化，排除

4. 项目排放

项目活动是在厂址现场燃烧天然气发电。来自发电（PE_y）的二氧化碳排放计算如下：

$$PE_y = \sum_f FC_{f,y} * COEF_{f,y} \quad (1)$$

式中：

$FC_{f,y}$ 为第y年项目电厂所燃烧的天然气或其它燃料f的总量，或其它启动燃料（m³或类似单位）

$COEF_{f,y}$ 为第y年每一种燃料的二氧化碳排放系数（tCO₂/m³或类似单位），而且该系数可以通过下面公式得出：

$$COEF_{f,y} = \sum NCV_y * EF_{CO2f,y} * OXID_f \quad (1a)$$

式中：

$NCV_{f,y}$ 为第y年每单位体积天然气的净热值（能源含量），单位为GJ/m³，可能的话，其值由燃料供应商提供，否则，取自当地或国家数据

$EF_{CO2f,y}$ 为第y年每单位能量天然气的二氧化碳排放因子，单位为tCO₂/GJ，可能

的话，其值由燃料供应商提供，否则，取自当地或国家数据

$OXID_f$ 天然气的氧化率

对于启动燃料的净热值和二氧化碳排放因子，如果当地或者国家估计值不可获得的话，可使用IPCC默认值。

5. 基准线排放

基准线排放量等于项目电厂的上网电量（ $EG_{PJ,y}$ ）乘以基准线二氧化碳排放因子（ $EF_{BL,CO_2,y}$ ），如下式：

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO_2,y} \quad (2)$$

对于在自愿减排机制下建设的大型新增电力容量，拟议自愿减排项目电厂发电究竟替代的是何种其他发电类型，其答案存在着相当大的不确定性。作为这个自愿减排项目实施的结果是，可能不再建设其可替代的发电技术项目，或者完全推迟一系列其它电厂的建设。更有甚者，如果该自愿减排项目早于那些原本就会建设的其它项目建成，其近期的影响可能是大量减少现有电厂的发电量。这些情况取决于很多难以确定并随时间变化的因素和假设（例如是否存在电力供应短缺）。为了以保守的方式处理这种不确定性，项目参与方应该从如下3个选项中选择最低的排放因子作为基准线排放因子 $EF_{BL,CO_2,y}$ ：

对于计入期：

选项 1 根据“电力系统排放因子计算工具”计算的容量边际BM排放因子；

选项 2 根据“电力系统排放因子计算工具”计算的组合边际CM排放因子，其为容量边际BM排放因子和电量边际OM排放因子各按50%权重进行加权平均得出；

选项 3 在上文“基准线情景识别”一节中所识别的最可能的基准线情景的电力技术（和燃料）的排放因子，其通过下式计算：

$$EF_{BL,CO_2}(tCO_2 / MWh) = \frac{COEF_{BL}}{\eta_{BL}} \times 3.6GJ / MWh \quad (3)$$

式中：

$COEF_{BL}$ 为燃料排放系数（ tCO_2e/GJ ），取自国家一般燃料数据，如果其可得，否则使用IPCC默认值

η_{BL} 为电厂技术能源效率，如上述基准线情景分析中所估计的

基准线排放因子 $EF_{BL,CO_2,y}$ 的选取在审定阶段根据事先评价原则确定。一旦选中的选项为选项1 (BM) 或选项2 (CM), 那么要根据“电力系统排放因子计算工具”对BM或CM进行事后计算。

6. 泄漏

泄漏会源自项目边界外的化石燃料的燃料抽采、加工、液化、运输、再气化和配送等环节。这主要包括逸散性甲烷排放和来自相关燃料燃烧和点火炬的二氧化碳排放。在本方法学中, 将考虑以下的泄漏排放来源⁴:

- 项目电厂所使用的天然气以及在该项目活动情况下电网中使用的化石燃料在其相关的上游工艺, 如燃料抽采、加工、液化、运输、再气化和配送环节所产生的逸散性甲烷排放;
- 项目电厂使用液化天然气的情况下: 与其上游工艺, 如液化、运输、再气化和加压进入天然气输配系统相关的燃料燃烧和/或电力消耗所产生的二氧化碳排放。

因此, 泄漏排放计算如下:

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNG,CO_2,y} \quad (4)$$

式中:

LE_y 第y年的泄漏排放, 以tCO₂e计

$LE_{CH_4,y}$ 第y年天然气上游工艺逸散性甲烷排放产生的泄漏排放, 以tCO₂e计

$LE_{LNG,CO_2,y}$ 第y年与液化、运输、再气化和加压液化天然气到天然气输配系统相关的化石燃料燃烧和/或电力消耗所产生的泄漏排放, 以tCO₂e计

逸散性甲烷排放

为了估计逸散性甲烷排放量, 项目参与方应该用第y年项目活动的天然气消耗量乘以来自天然气消耗的逸散性甲烷排放的排放因子 ($EF_{NG,upstream,CH_4}$), 再减去在没有该项目活动时所使用的化石燃料所产生的甲烷排放, 计算公式如下:

$$LE_{CH_4,y} = \left[FC_y \times NCV_y \times EF_{NG,upstream,CH_4} - EG_{PJ,y} \times EF_{BL,upstream,CH_4} \right] \times GWP_{CH_4} \quad (5)$$

式中:

$LE_{CH_4,y}$ 第y年天然气上游工艺逸散性甲烷排放产生的泄漏排放, 以tCO₂e

⁴联合国 CDM 执行理事会正进一步开展燃料转换项目活动的泄漏排放源的评估工作。这里所使用的方法将根据评估工作的结果进行修订。

计

FC_y	第y年项目活动电厂的天然气耗用量，以 m^3 计
$NCV_{NG,y}$	第y年项目活动电厂所耗用的天然气的平均净热值，以 GJ/m^3 计
$EF_{NG,upstream,CH4}$	来自天然气生产、运输和配送环节，以及在液化天然气情况下，液化、运输、再气化及加压输配系统环节的上游逸散性甲烷排放的排放因子，以供给终端用户的每GJ燃料的上游逸散性甲烷排放量 tCH_4 计
$EGP_{j,y}$	第y年项目活动电厂的发电量，以MWh计
$EF_{BL,upstream,CH4}$	在没有项目活动情况下，上游逸散性甲烷排放的排放因子，以项目电厂每MWh发电量的上游逸散性甲烷排放量 tCH_4 计，如下文所定义
GWP_{CH4}	甲烷的全球变暖潜势

在没有项目活动情况下，上游逸散性甲烷排放的排放因子（ $EF_{NG,upstream,CH4}$ ）的计算应当与上述公式（4）中使用的基准线排放因子（ $EF_{BL,CO2}$ ）计算过程相一致，如下：

选项 1：容量边际BM

$$EF_{BL,upstreamCH4} = \frac{\sum_j FF_{j,k} \cdot EF_{k,upstreamCH4}}{\sum_j EG_j}$$

选项 2：组合边际CM

$$EF_{BL,upstreamCH4} = 0.5 \cdot \frac{\sum_j FF_{j,k} \cdot EF_{k,upstreamCH4}}{\sum_j EG_j} + 0.5 \cdot \frac{\sum_i FF_{i,k} \cdot EF_{k,upstreamCH4}}{\sum_i EG_i}$$

选项 3：基准线技术

$$EF_{BL,upstreamCH4} = \frac{EF_{k,upstreamCH4}}{\eta_{BL}} * 3.6GJ / MWh$$

式中：

$EF_{BL,upstream,CH4}$	在没有项目活动情况下，上游逸散性甲烷排放的排放因子，以项目电厂每MWh发电量的上游逸散性甲烷排放量 tCH_4 计
j	容量边际内的电厂
$FF_{j,k}$	容量边际内的电厂j所耗用的燃料类型k（煤炭或石油类）的数量
$EF_{k,upstream,CH4}$	燃料类型k（煤炭或石油类）生产环节上游逸散性甲烷排放的排放因子，以生产每MJ燃料的上游逸散性甲烷排放量 tCH_4 计

EG_j	容量边际内的电厂 <i>j</i> 的发电量，以MWh/a计
i	电量边际内的电厂
$FF_{i,k}$	电量边际内的电厂 <i>i</i> 所耗用的燃料类型 <i>k</i> （煤炭或石油类）的数量
EG_i	电量边际内的电厂 <i>i</i> 的发电量，以MWh/a计
η_{BL}	最可能的基准线技术的能源效率

如果 $EF_{BL,upstream,CH4}$ 是根据容量边际或者组合边际确定的，其计算应该与根据容量边际和组合边际的二氧化碳排放量计算相一致，即，选择同样的电厂样本群，使用同样的燃料燃烧和发电量数据， FF 和 EG 应当取应用“电力系统排放因子计算工具”所确定的那些值。

如果与燃料生产相关的逸散性甲烷排放量，以及在天然气情况下，与燃料输配相关的逸散性甲烷排放量有可靠的和精确的国家数据可提供的话，项目参与方应该使用这些数据来确定平均排放因子，即将总的甲烷排放量分别除以燃料生产量或者燃料供应量⁵；如果这样的数据无法获得，则项目参与者应该使用如下表2所提供的默认值。

注意：对于天然气的上游逸散性甲烷排放的排放因子（ $EF_{BL,upstream,CH4}$ ）应该包括来自天然气生产、加工、运输和配送各环节的逸散性排放，如下表2中所示。如果使用该表格中的默认值，就应该使用该项目活动地点的天然气排放因子。如果可以证实相关的系统单元设备（如天然气生产和/或加工/运输/分配）主要是近年制造的，并按照国际标准建设和运行，那么也可以使用美国/加拿大的数值。

因为煤炭上游过程逸散性排放特性取决于其来源（地下或者露天矿井），项目参与者应该使用该地区燃煤电厂目前所使用的主要煤种来源（地下或者露天的）所对应的排放因子。

要进一步注意，如果所提供的煤炭排放因子是以质量为单位，那么就需要将其转换为以能量为单位，此时考虑煤炭的净热值。

表2. 上游逸散性甲烷排放的默认排放因子

活动	单位	默认排放因子	1996 IPCC指南修订版第3卷 排放因子范围参考
煤炭			

⁵可以使用作为国家通讯一部分的向联合国气候变化框架公约 UNFCCC 报告的温室气体排放清单数据，其中使用了按国别特定方法（而非 IPCC 层级 I 系列的默认值）来估计排放量。

地下开采	t CH ₄ /kt coal	13.4	第1章1.105页和1.110页，方程1和4
露天开采	t CH ₄ /kt coal	0.8	第1章1.105页和1.108页，方程2和4
石油			
生产	t CH ₄ /PJ	2.5	第1章1.129页和1.131页，表1-60至表1-64
运输、精炼和存储	t CH ₄ /PJ	1.6	第1章1.129页和1.131页，表1-60至表1-64
合计	t CH ₄ /PJ	4.1	
天然气			
<i>美国和加拿大</i>			
生产	t CH ₄ /PJ	72	第1章1.129页，表1-60
加工、运输及分配	t CH ₄ /PJ	88	第1章1.129页，表1-60
合计	t CH ₄ /PJ	160	
<i>东欧和前苏联</i>			
生产	t CH ₄ /PJ	393	第1章1.129页，表1-61
加工、运输及分配	t CH ₄ /PJ	528	第1章1.129页，表1-61
合计	t CH ₄ /PJ	921	
<i>西欧</i>			
生产	t CH ₄ /PJ	21	第1章1.130页，表1-62
加工、运输及分配	t CH ₄ /PJ	85	第1章1.130页，表1-62
合计	t CH ₄ /PJ	105	
<i>其它石油输出国/其余国家</i>			
生产	t CH ₄ /PJ	68	第1章1.130页和1.131页，表1-63至表1-64
加工、运输及分配	t CH ₄ /PJ	228	第1章1.130页和1.131页，表1-63至表1-64
合计	t CH ₄ /PJ	296	

注意：表中的排放系数引自1996 IPCC指南修订版第3卷中所提供的IPCC默认层级I系列的排放因子，通过计算所提供默认排放因子范围的平均值得出。

来自液化天然气的二氧化碳排放

视情况而定，凡与天然气液化、运输、再气化和加压液化天然气到天然气输配系统各工艺环节相关的燃料燃烧/电力消耗所产生的二氧化碳排放($LE_{LNG,CO_2,y}$)的估算方法应为用项目电厂所燃烧的天然气数量乘以合适的排放因子，如下式所示：

$$LE_{LNG,CO_2,y} = FC_y \times EF_{CO_2,upstreamLNG}$$

式中：

$LE_{LNG,CO_2,y}$ 第y年与天然气液化、运输、再气化和加压液化天然气到天然气输送或分配系统各工艺环节相关的燃料燃烧/电力消耗所产生的泄漏排放，以tCO₂e计

FC_y 第y年项目电厂所耗用的天然气数量，单位m³

$EF_{CO_2,upstream,LNG}$ 第y年与天然气液化、运输、再气化和加压液化天然气到天然气输送或分配系统各工艺环节相关的燃料燃烧/电力消耗所产生的上游二氧化碳排放的排放系数

如果与天然气液化、运输、再气化和加压液化天然气到天然气输送或分配系统各工艺环节相关的燃料燃烧/电力消耗所产生的上游二氧化碳排放的可靠及精确数据可得，那么项目参与方应该使用这些数据来确定平均的排放因子。如果这些数据不可得，那么项目参与方可以使用默认值6 tCO₂/TJ作为近似估算⁶。

如果得出的总净泄漏量为负值，即 $LE_y < 0$ ，那么项目参与方应设定 $LE_y = 0$ 。

7. 减排量

项目参与方将运用下面的公式来计算项目活动的减排量：

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (6)$$

式中：

ER_y 第y年项目活动的减排量，单位tCO₂e

BE_y 第y年基准线情景的排放量，单位tCO₂e

⁶该默认值源自北美液化天然气系统的公开数据，参见“Barclay, M. and N. Denton, 2005. Selecting offshore LNG process. <http://www.fwc.com/publications/tech_papers/files/LNJ091105p34-36.pdf> (2006年4月10日)”。

PE_y 第y年项目情景的排放量，单位tCO₂e

LE_y 第y年的泄漏排放量，单位tCO₂e

三、 监测方法学

1. 方法学的简要描述

项目活动计入期内需要监测的初始参数如下表中所列。其它的参数则利用这些初始参数进行计算。

对于项目排放：

1. 项目活动中每年的燃料耗用量；
2. 项目活动中所用燃料的净热值；
3. 项目活动中所用燃料的排放系数。

如果适用的话，基准线排放将根据“电力系统排放因子计算工具”实施监测。

2. 项目排放参数

为监测项目活动排放需要采集或使用的数据，以及这些数据将如何存档。

识别号	数据变量	数据来源	数据单位	测量 (m), 计算 (c) 或 估计 (e)	记录频率	被监测数 据的比例	数据存档方式 (电子/纸质)	备注
FC _{f,y}	项目活动中 燃料 f 的年 耗用量	项目边界处燃料 流量计读数	m ³	m	每天一次	100%	电子/纸质	燃料耗用总量将同时在供应方侧 及项目侧分别进行监测以便交叉 复核。
NCV _{f,y}	燃料 f 的净 热值	燃料供应方, 地 方当局, 国别特 定参数, 或IPCC	GJ/m ³	e	每两周一次	100%	电子	数据选取优先顺序: 燃料供应方提 供数据, 当地数据, 国别特定值。 IPCC默认值可用于启动燃料。
OXID _f	氧化因子	IPCC	--	e	每年一次	100%	电子	使用IPCC现有默认值
EF _{CO₂,f,y}	燃料 f 的排 放因子	当地/地区/全球 (IPCC)	tCO ₂ /GJ	e	每年一次	100%	电子	数据选取优先顺序: 燃料供应方提 供数据, 当地数据, 国别特定值。 IPCC默认值可用于启动燃料。
COEF _y	二氧化碳排 放系数	基于项目活动计 算	tCO ₂ /m ³	c	每年一次	100%	电子	--

PE _y	燃料燃烧所产生的项目排放	基于项目活动计算	tCO ₂	c	每年一次	100%	电子	--
-----------------	--------------	----------	------------------	---	------	------	----	----

3. 基准线排放参数

参见“电力系统排放因子计算工具”中相关的基准线排放参数。

4. 质量控制（QC）及质量保证（QA）程序

所有的监测都应使用经校准的测量仪器，这些仪器需要定期维护和检查以保证正常运行。所需监测的参数的QA/QC程序如下表所示：

数据	数据的不确定性水平 (高/中/低)	解释计划对这些数据实施的 QA/QC 程序，否则解释为何这样的程序是不必要的
1. FC _y	低	项目活动的天然气供应测量过程应实施定期的维护和测试（根据测量仪器供应商的规定）以确保精确度。该读数同天然气供应公司的计量数据进行双重复核。
2. NCV _{f,y}	低	不需要实施额外的QA/QC程序
3. OXID _f	低	不需要实施额外的QA/QC程序
4. EF _{CO2,f,y}	低	不需要实施额外的QA/QC程序

5. COEF _y	低	不需要实施额外的QA/QC程序
----------------------	---	-----------------