

CM-019-V01 引入新的集中供热一次热网系统 (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 AM0058: Introduction of a new primary district heating system (第 3.1 版), 可在以下网址查询:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/0BHVPTIHMZQGV9QBVC8WK5J0AK3YRQ>

2. 定义

建筑物: 一个热消耗体, 可以是居民/商业用户。

既有建筑物/子区域: 一个热力站供热范围内的建筑, 这些建筑在本项目活动开始之前已连接至现有的独立管网 (即一个现存的锅炉房)。新近建成的建筑 (即在本项目活动开始之后建造的位于既有建筑物旁的建筑或用于替代拆毁建筑物的建筑), 如果接入本项目活动中为替代现有独立热网中老锅炉房而修建的热力站的话, 则应被视为既有建筑物。

新建筑物/子区域¹: 在本项目活动开始之后建造的, 在一个热力站供热范围内的建筑。这些建筑物修建于在本项目活动开始前没有任何热网的区域。

3. 适用条件

该方法学适用于引入新的一级区域供热系统为居民或商业用户供热的项目活动。其热源来自于:

- (1) 主要来自于一个现存的并网电厂, 且在本项目活动开始前, 除去为满足电厂辅助系统运行需要外, 该现存的并网电厂不存在抽汽。本项目活动也可能包括引入新的现代化纯供热锅炉²作为现有电厂的补充热源; 或
- (2) 纯供热锅炉, 在此种情况下项目边界只包括既有建筑物。

该方法学的适用需满足下列条件:

- (3) 项目边界的地理范围能够清晰界定, 包括 (a) 与该区域供热系统连接的既有和新建筑物的地理位置; (b) 并能识别锅炉、热力站和接入的独立

¹只有当新建筑物 50% 以上的热能源自项目电厂而不是源自纯供热锅炉时, 其才能被包含在项目活动中 (见适用条件)。

²通过对现存的独立的二级供热管网的现有锅炉进行替换或改造或燃料替代的项目活动, 项目开发者可以参照方法学 CM-019-V01。

供热管网；(c) 为一级区域供热系统提供热源的电厂抽汽装置的地理位置和相互连接关系。

(4) 为区域供热管网提供热源的电厂，在本项目活动开始之前必须在满足下列条件的情况下运行至少三年：

- 电厂为一个并网化石燃料电厂；
- 仅使用一种类型的燃料(最多可以使用 1%的辅助燃料来启动等)。基准线情景下的电厂和项目情景的电厂燃烧同一种化石燃料；
- 本项目活动不会导致电厂技术寿命延长及电厂整体产能的重大变化；

(5) 所有化石燃料纯供热锅炉必须按照下列条件运行：

- 提供到区域供热系统的热只用于民用和/或商业部门的房屋采暖和/或热水供应，不用于工业生产过程；
- 项目边界范围内的每台锅炉只使用一种燃料(最多可以使用1%的辅助燃料来启动等)。

该方法学不计入如下潜在的减排量，但包括以下任何组成部分的项目活动仍然能够使用该方法学：

- 区域供热系统提供热水供应所导致的减排量；
- 将在基准线情景下独立供热（如通过燃煤炉、电器或寓所内独立锅炉供热）的区域纳入区域供热系统所产生的减排量；
- 对新居住区的供热所产生的减排量，当其年供热量的50%以上源自纯供热锅炉和50%以下源自一级区域供热系统内的电厂时；
- 由于减少水量流失而降低热损耗和需求侧管理措施(例如建筑保温,使用温度调节阀,计费方式改变)带来的减排量。

二、 基准线方法学

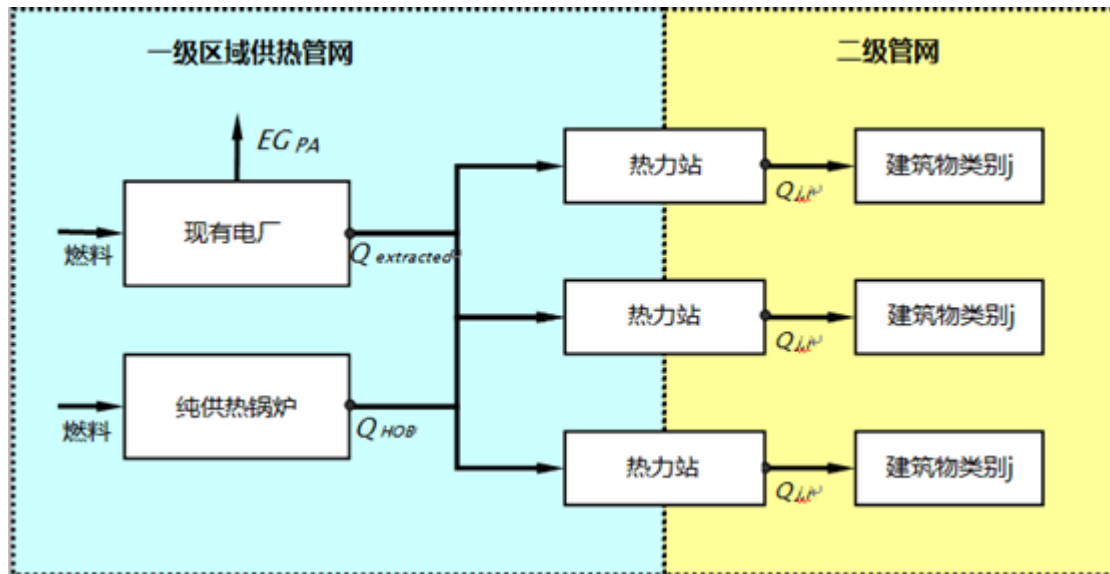
1. 项目边界

项目物理边界包括：

- 电厂场地，包括电厂抽汽装置和所有由于项目活动导致发电量和自用电量变化而产生排放所涉及到的连接在一起的生产设施；
- 为区域供热系统提供热能的纯供热锅炉(例如：尖峰负荷锅炉)；
- 区域供热系统，包括输热管道,热力站和现在或将要接入区域供热系统的建筑物。

作为监测计划的一部分，所有提供到最终用户的热能需要在每一个热力站 *i*

进行测量。为此，热力站供应范围内的每一个独立的区域供热管网都应有唯一的识别标识。提供到每一个独立区域供热管网的供热量应连续测量。图一展示了区域供热系统项目物理边界的界定，测量提供到建筑物的热能（ $Q_{j, i}$ ）的监测点和以及由电厂和纯供热锅炉提供到一级供热管网的热源监测点。



图一

表一：项目边界内的排放源描述

| | 排放源 | 温室气体种类 | 包括否? | 说明理由/解释 |
|------|--------------|------------------|------|----------------|
| 基准线 | 电力生产的化石燃烧消耗 | CO ₂ | 是 | 主要排放源。 |
| | | CH ₄ | 否 | 为简化，排除。保守的。 |
| | | N ₂ O | 否 | 为简化，排除。保守的。 |
| | 锅炉房供热的化石燃料消耗 | CO ₂ | 是 | 主要排放源。 |
| | | CH ₄ | 否 | 为简化，排除。保守的。 |
| | | N ₂ O | 否 | 为简化，排除。保守的。 |
| 项目活动 | 热电生产的化石燃料消耗 | CO ₂ | 是 | 主要排放源 |
| | | CH ₄ | 否 | 微量排放源，为简化忽略不计。 |
| | | N ₂ O | 否 | 微量排放源，为简化忽略不计。 |

| | | | |
|------------------------|------------------|---|----------------|
| 为区域供热系统供热的纯供热锅炉的化石燃料消耗 | CO ₂ | 是 | 主要排放源 |
| | CH ₄ | 否 | 微量排放源，为简化忽略不计。 |
| | N ₂ O | 否 | 微量排放源，为简化忽略不计。 |

2. 基准线情景识别及额外性论证

项目参与方应按照最新版的“基准线情景识别与额外性论证组合工具”确定最可信的基准线情景。

首先，对包括在项目边界内的所有建筑物的类别 j 按照以下属性进行确定：

- 基准线情景下，建筑物接入的供热系统所使用的技术类型；
- 基准线情景下，建筑物接入的供热系统所使用的燃料类型；
- 建筑物/子区域类型（如既有或新建）。

建筑物、子区域类型为一级分类，在此类别下再按照基准线情景下建筑物接入的供热系统所使用的技术类型和燃料类型进行次级分类。

所有的类别 j 都应在项目设计文件中明确描述，并根据相关文件论证其合理性。分类信息和论证过程应立足于从热力/市政规划当局所获得的信息及区域供热公司所提供的区域供热系统规划图。所有建筑物都应该包含在一个档案系统中，并且将从以上两种信息来源获得的信息进行交叉检查，确保信息的一致性。项目设计文件应明确记录哪些建筑物包含在哪种类别 j 中。建筑物分类应在基准线识别过程中进行，是基准线识别的内容和成果之一。项目参与方应该分别确定具有相似特性的建筑物/子区域的最可信的基准线情景³。

步骤 1：识别基准线情景可替代方案

步骤 1a：识别拟议的自愿减排项目活动的识别基准线情景可替代方案

识别项目参与方可得的所有的可提供与拟议的自愿减排项目活动可比的产出或服务（如供热）的可替代方案。为了识别以上可替代方案，应对项目活动开始之前在相关地理范围内已经实施的或正在实施的产热技术或实践进行概述。

应评估以下具有相似特性的对建筑物或子区域供热的基准线情景可替代方案：

³当按照基准线属性对建筑物进行准确、清晰分类 j 后，项目活动引入的热力站 i 应对应于建筑物类别 j 确定特定的监测点。

- (1) 引入一个新的由一级管网连接的整体区域供热系统：
 - a) 拟议项目活动本身但不注册为自愿减排项目活动；
 - b) 引入一个新的区域供热系统，但其在产热方面具有不同的配置；
 - c) 用新的纯供热锅炉取代现有供热网中的纯供热锅炉。
- (2) 继续运行或改造现有【独立的】区域供热管网（既有建筑物和新建筑物均可连接至现有区域供热管网）或新建【独立的】的区域供热管网（对新建筑物而言），并覆盖项目边界内的所有建筑物，而不引入一级供热管网。这些独立的区域供热管网采用如下技术：
 - a) 锅炉房内燃煤锅炉供热，通过小型输热管网向若干建筑物供热；
 - b) 锅炉房内天然气锅炉供热，通过小型输热管网向若干建筑物供热；
 - c) 锅炉房内燃油锅炉供热，通过小型输热管网向若干建筑物供热；
 - d) 小型的独立的热电联产厂供热；
 - e) 使用可再生能源供热，如生物质或太阳能集热器，连接至小型输热管网。
- (3) 继续使用或引入针对单栋建筑物的独立供热网⁴，使用：
 - a) 单栋建筑物燃煤锅炉；
 - b) 单栋建筑物天然气锅炉；
 - c) 单栋建筑物燃油锅炉。
- (4) 继续使用或引入分户供热方案⁵：
 - a) 分户式燃煤炉；
 - b) 分户式天然气燃气炉；
 - c) 分户式燃油炉；
 - d) 电暖（如低谷电能蓄热）；
 - e) 使用可再生能源的分户供热设施，如太阳能集热器；
 - f) 使用非可再生生物质分户供热实施。

步骤 1a 的成果：列出所识别到的所有建筑物或子区域的现实可信的基准线情景替代方案的清单。

⁴所有建筑物或子区域，当其最可能的基准线情景包含在该项中时，应提供独立的供热管网的燃料消耗和热产出的历史信息。

⁵所有建筑物或子区域，当其最可能的基准线情景包含在该项中时，应该将其从本项目活动中排除出去。

步骤 1b: 符合强制性的法律法规

基准线情景替代方案必须遵循所有强制性法律法规的要求,即便当这些法律法规的目标并不在于温室气体减排,例如降低当地的空气污染。(这一步骤不考虑不具有法律约束力的国家和地方政策)。如果某一基准线情景替代方案并未遵循所有的强制性法律法规的要求,则要论证,在审查该强制性法律法规所适用的国家或地区范围内的当前执行情况的基础上,这些强制性的法律法规并未系统地执行,对其的不遵循是广泛存在的。若无法论证,则不再对此情景作深入考虑。

步骤 1b 的成果: 在考虑国家或地区强制性法律法规执行情况的基础上,列出符合现行法律法规的项目活动的基准线情景替代方案。

步骤 2: 排除面临禁止性障碍的基准线情景替代方案

通过运用最新版的“基准线情景识别与额外性论证组合工具”“步骤 2-障碍分析”排除存在禁止性的基准线情景替代方案。

- 如果经筛选仅剩下一项基准线情景替代方案,且该方案不是拟议项目活动本身但不作为自愿减排项目来实施,那么该替代方案就是基准线情景。
- 如果还剩下若干基准线情景替代方案,项目参与方可以选择:
 - 方法一: 进行步骤三(投资分析)⁶; 或
 - 方法二: 选择最低排放(即最保守的)的可替代方案作为基准线情景。

步骤 3: 投资比较性分析

运用最新版的“基准线情景识别与额外性论证组合工具”“步骤 3-投资分析”比较剩余可替代方案在没有减排收入的情况下的经济吸引力。投资分析应在每种替代方案的供热均化成本(USD/GJ)的基础上进行,并应明确说明如下参数:

- 固定投资成本(包括主要设备、土建和安装成本);
- 国家/部门所适用的折现率(使用国债收益率加上适当的由独立(财务)专家证实的风险溢价来反映私营部门投资于区域供热项目的回报要求);
- 设备效率,考虑不同燃料之间的差别;
- 每种燃料的当前价格和未来预期价格(可变成本)。未来燃料价格预期必须由政府部门或政府间机构的公开官方出版物予以证实。如果这类官方出版物不可得的话,则应特别强调在确定每种燃料价格过程中使用的关

⁶若进行投资分析,则应选择投资比较分析法,将每种替代方案的供热均化成本(USD/GJ)作为财务指标进行投资比较分析。

键逻辑假设和数量因素（如国际市场价格，运输成本，税收/补贴水平，当地价格）。并明确阐述哪些假设和数量因素具有显著的不确定性，并将这些不确定因素包含在“步骤 3-投资分析”中的敏感性分析中；

- 基于上网电价的向电网供电的收入；
- 燃料运营成本（尤其煤处理的成本）
- 项目寿期，等于现有设施的剩余寿期；
- 其他运营和维护成本，例如渣和灰处理，环境污染费用等。

计算应该考虑新设备在项目活动寿期的期末残值。项目设计文件应提供所有的假设。

步骤 3 的成果：考虑敏感性分析结果后的根据供热均化成本对可替代方案的排序。

- 如果敏感性分析结果不是确实的，则识别出最低排放（即最保守的）的可替代方案；
- 如果敏感性分析结果是确实的并证实了投资比较分析的结论，则具有最低供热均化成本的可替代方案为项目活动的基准线情景。

该方法学仅适用于基准线情景为如下情景的项目：

- 对既有建筑物：继续运行或改造现有的由化石燃料锅炉供热的独立的区域供热管网，而不引入一级供热管网；
- 对新建建筑物：新建独立的由化石燃料锅炉供热的区域供热管网，而不引入一级供热管网。

3. 额外性

额外性可按照以下步骤进行论证，也可以选择使用最新版的“额外性论证与评价工具”。

步骤 1：基准线情景识别结果分析

- (1) 如果在按照以上基准线情景识别步骤 1a 所识别到的所有可替代方案中，拟议的项目活动是唯一的符合所有普遍执行的强制性法律法规的可替代方案，则该项目活动不具有额外性。
- (2) 如果运用以上部分所描述的障碍分析来识别基准线情景，则：
 - a) 如果经筛选仅剩下一项可替代方案不受任何障碍的阻止，且该方案为拟议项目活动本身但不作为自愿减排项目来实施，则项目不具有额外性。

b) 如果拟议项目在没有注册为自愿减排项目的情况下存在障碍，那就需要通过定性或定量分析解释自愿减排项目注册是如何降低障碍的。如果自愿减排项目证明能减少项目实施面临的障碍，则进入普遍性分析步骤，否则该项目活动不具有额外性。

(3) 如果运用投资分析⁷来识别基准线情景，并且拟议项目活动本身但不作为自愿减排项目不存在障碍，那么：

a) 如果敏感性分析证实了投资比较分析的结果，但不能排除具有最低供热均化成本的可替代方案是拟议项目活动本身但不作为自愿减排项目，那么该拟议项目不具有额外性。

b) 否则，进入普遍性分析步骤

步骤 2：普遍性分析

运用最新版“额外性论证与评价工具”的“步骤 4-普遍性分析”说明拟议项目在东道国不是普遍实施的。

4. 基准线排放

基准线排放包含了燃烧化石能源产热过程的排放和发电过程的排放：

$$BE_y = BE_{HG,y} + BE_{EL,y} \quad (1)$$

其中：

BE_y = 第 y 年产热过程的基准线排放，(tCO₂e)

$BE_{HG,y}$ = 第 y 年产热过程的基准线排放，(tCO₂e)

$BE_{EL,y}$ = 第 y 年发电过程的基准线排放 (tCO₂e)

产热过程基准线排放应按照以下步骤计算：

步骤 1：产热过程的基准线排放

来自于产热过程的基准线排放计算公式为：

$$BE_{HG,y} = \sum_i \sum_j Q_{j,i,y} \times EF_{BL,HG,j,i} \quad (2)$$

其中：

⁷若进行投资分析，则应选择投资比较分析法，将每种替代方案的供热均化成本 (USD/GJ) 作为财务指标进行投资比较分析。

$BE_{HG,y}$ = 第 y 年产热过程的基准线排放, (tCO₂e)

$Q_{j,i,y}$ = 第 y 年从热力站 i 供给建筑物类别 j 的供热量估算值, (GJ)

$EF_{BL,HG,j,i}$ = 在本项目活动不存在的情况下, 为接入热力站 i 的类别 j 产热的 CO₂ 排放因子, (tCO₂e/GJ)

j = 项目边界内按照建筑物类型、锅炉的技术类型、锅炉的燃料类型所确定的所有类别

i = 项目边界内的所有热力站

第 y 年从热力站 i 供给建筑物类别 j 的供热量 $Q_{j,i,y}$ 估算为:

$$Q_{j,i,y} = \frac{A_{j,i}}{\sum_j A_{j,i}} \times Q_{i,y} \quad (3)$$

其中:

$A_{j,i}$ = 连接到热力站 i 的 j 类建筑物的总室内面积

$Q_{i,y}$ = 第 y 年热力站 i 的供热量的测量值

(a) 对于建筑物类别 j 包含既有建筑物的情况, 从热力站 i 供给建筑物类别 j 的供热量应估算为:

$$Q_{j,i,y} = \min\{ Q_{inst_cap,j,i}, Q_{j,i,y} \} \quad (4)$$

其中:

$Q_{inst_cap,j,i}$ = 基准线情景下, 每年由现有锅炉提供到热力站 i 供热范围内的 j 类建筑物的最大供热量 (GJ), 其中 j 属于热力站 i 内现有建筑物下的所有次级分类类别。

为了计算该最大供热量 $Q_{inst_cap,j,i}$, 项目参与方应该用热力站 i 内供应到建筑物类别 j 的锅炉的铭牌装机乘以年运营小时数计算得到:

$$Q_{inst_cap,j,i} = CAP_{j,i} \cdot T \quad (4.a)$$

其中:

$CAP_{j,i}$ = 热力站 i 内的使用燃料 j 的现有锅炉的铭牌装机, (GJ/年)

T = 年运营小时数，建议缺省值 2000 小时/年⁸

(b) 对于建筑物类别 j 包含新建建筑物的情况，供应到此类建筑物的供热量由下式估算：

若 $Q_{extracted,y} < Q_{HOB,y}$ ，则 $Q_{j,i,y} = 0^9$ ；

若 $Q_{extracted,y} > Q_{HOB,y}$ ，则 $Q_{j,i,y}$ 根据上述公式 3 估算

其中：

$Q_{extracted,y}$ = 第 y 年从热电联产电厂抽取的热量，(GJ)

$Q_{HOB,y}$ = 第 y 年从供热到一级供热管网覆盖面积的所有纯供热锅炉的总抽汽量，(GJ)

步骤 2：基准线供热 CO₂ 排放因子

基准线情景下产热的 CO₂ 排放因子 ($EF_{BL,HG,j,i}$) 应根据热力站 i 的类别 j 的基准线情景分别确定。

以下因素可能会影响 CO₂ 排放因子：

- 基准线情景下的技术效率 ($\varepsilon_{HG,BL,j,i}$)；
- 基准线情景下识别到的燃料类型及其各自的 CO₂ 排放系数 ($COEF_{BL,HG,j,i}$)

$EF_{BL,HG,j,i}$ 计算公式如下：

$$EF_{BL,HG,j,i} = \frac{COEF_{BL,HG,j,i}}{\varepsilon_{BL,HG,j,i}} \quad (5)$$

其中：

$EF_{BL,HG,j,i}$ = 在本项目活动不存在的情况下，为接入热力站 i 的类别 j 产热的 CO₂ 排放因子，(tCO₂e/GJ)

$COEF_{BL,HG,j,i}$ = 在本项目活动不存在的情况下，热力站 i 产热系统使用的化石燃料的 CO₂ 排放因子 (tCO₂e/GJ)

⁸项目开发者若用其他运营小时数，则需要提供相应的证据并考虑季节性变化。

⁹只有当能论证建筑物 50% 以上的供热量来自于项目电厂而非纯供热锅炉时 (见适用性条件)，新建建筑物才能被包含在项目活动中。

$\varepsilon_{BL,HG,j,i}$ = 在本项目活动不存在的情况下，为 j 类建筑物供热的供热系统 i 的能源效率

子步骤 2b: 燃料排放因子

对于所有的类别 j ，当所识别的基准线情景为继续使用现有的化石燃料锅炉房产热或新建独立的由化石燃料锅炉供热的区域供热管网时，项目参与方都应根据基准线情景中所识别的的燃料类型确定燃料排放因子 $COEF_{BL,HG,j,i}$ 。

对于所有的类别 j ，当所识别的基准线情景不是继续使用现有的化石燃料锅炉房产热或新建独立的由化石燃料锅炉供热的区域供热管网时，项目参与方都应假设 $COEF_{BL,HG,j,i}=0 \text{ tCO}_2/\text{GJ}^{10}$ 。

步骤 2c: 基准线情景下的锅炉效率

基准线情景下锅炉房的锅炉效率应该对每一个类别 j 和每一个热力站 i 分别确定，并在项目设计文件中进行描述。锅炉的效率 ($\varepsilon_{BL,HG,j,i}$) 一旦被确定，在整个计入期内保持不变。

项目参与方可选择如下方法来确定锅炉效率 $\varepsilon_{BL,HG,j,i}$:

- 使用最新版的AM0044方法学“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”中描述的方法，在本项目活动开始前于项目现场或其他类似条件的场地对类似锅炉种类（如新的燃煤锅炉）进行 $\varepsilon_{BL,HG,j,i}$ 的样本测量；
- 运用厂商记录的锅炉效率数据；
- 使用下表2中所列默认值¹¹；
- 根据燃料消耗的历史数据来确定锅炉效率。

表 2: 不同供热技术的默认基准效率值

| 供热技术 | 默认效率值 |
|---------------|-------|
| 现代化锅炉 | 100% |
| 新天然气锅炉（没有冷凝器） | 92% |
| 新燃油锅炉 | 90% |
| 老天然气锅炉（没有冷凝器） | 87% |
| 新燃煤锅炉 | 85% |
| 老燃油锅炉 | 85% |
| 老燃煤锅炉 | 80% |

此方法学中，“老”锅炉指至少使用了 15 年的锅炉，较之更新的锅炉为“新”

¹⁰本方法学只考虑在项目活动不存在的情况下，安装在锅炉房的锅炉供热所产生的减排。

¹¹ 参考方法学附件 1

锅炉或“现代化”锅炉。

项目参与方应在项目设计文件中论证基准线情景下热力站 i 下每一种类别 j 的锅炉基准效率的合理性并证实所选值为保守的。对于既有建筑物，项目参与方可以利用老锅炉效率值，只要能证明根据以下程序论证的锅炉的剩余寿期比项目计入期长。对于既有建筑物，老锅炉应该选取锅炉房内使用最清洁燃料的锅炉，并且在本项目活动开始前的三年内至少运行过一次。为此，项目参与方需提供基准线供热系统的规模，典型寿命、状态和剩余寿期等信息。对于新建建筑物，应使用新的或现代化锅炉的效率。

步骤 3：现有纯供热锅炉的寿命

如果所识别的基准线情景为继续使用现有锅炉，项目参与方则需要应根据 EB8 和 EB22 会议的指导意见，确定现有设备是否会在项目寿期内进行替代、翻新、改造现有锅炉。为了确定在没有本项目活动情况下时现有锅炉何时被替代，项目参与方应在考虑以下因素的前提下估计每种类别 j 的供热锅炉的典型技术寿命：

- (a) 锅炉典型的平均技术寿命，其确定应考虑国家和部门中的普遍实践（例如基于工业调查、统计、技术文献等）；或
- (b) 相关责任公司对于锅炉替换计划的实践，可对其评估和记录（例如基于对类似设备的历史替换记录）

每种类别 j 的供热锅炉的典型平均技术寿命应在项目设计文件中进行记录和证明。在本项目活动开始前，项目参与方应确定类别 j 下将要被项目区域供热系统取代的每台锅炉的使用年限，并以锅炉每年的产热量为权重计算每类类别 j 下锅炉的平均使用年限。在此基础上，相应的每类类别 j 下锅炉的平均剩余寿期为锅炉的典型技术寿期与类别 j 下锅炉的平均使用年限之差值。

项目活动计入期的长度不得超出计算的最短的锅炉平均剩余寿期。

来自发电的基准线排放

发电的基准线排放($BE_{EL,y}$)的事后计算根据项目活动实际监测到的发电量和上网电量计算，但不能超过项目活动开始前最近三年的历史年发电量的最大值。

$$BE_{EL,y} = \min\{EG_{max,hist}; EG_{PA,y}\} \cdot EF_{BL,EL} \quad (6)$$

其中：

$$BE_{EL,y} = \text{第 } y \text{ 年来自发电的基准线排放，(tCO}_2\text{e)}$$

$$EF_{BL,EL} = \text{发电的基准线排放因子，(tCO}_2\text{/MWh)}$$

$EG_{PA,y}$ = 第 y 年监测到的实际上网电量, (MWh)

$EG_{max,hist}$ = 项目活动开始前最近三年的历史年发电量的最大值, (MWh)

$$EF_{BL,EL} = \frac{44}{12} \cdot \frac{3.6}{1000} \cdot \frac{EF_{FF,BL,EL}}{NCV_{FF,BL,EL} \cdot \eta_{BL,EL}} \quad (7)$$

其中:

$EF_{FF,BL,EL}$ = 项目活动开始之前, 发电厂使用的化石燃料的 CO_2 排放因子 (tC/质量或体积单位)

$NCV_{FF,BL,EL}$ = 项目活动开始之前, 发电厂使用的化石燃料的净热值 (TJ/质量或体积单位)

$\eta_{BL,EL}$ = 项目活动开始之前, 发电厂的效率

项目活动开始之前发电厂 (没有抽汽情况下) 的效率 $\eta_{BL,EL}$ 可以按照制造商规定程序在电厂开始运营时进行测量, 也可以采用制造商提供的在最佳负荷下的效率参数值。

所确定的电厂效率值应在项目设计文件中记录, 并通常在整个计入期内保持不变。然而若在计入期内采用某技术手段使项目电厂的效率增加 x 个百分点, 那么基准线电厂的效率 $\eta_{BL,EL}$ 也应该同样增加 x 个百分点。

5. 项目排放

项目排放 PE_y 包括:

- 热电联产电厂产热和发电过程中化石燃料燃烧产生的 CO_2 排放;
- 纯供热锅炉中化石燃料燃烧产生的 CO_2 排放。

方法学要求使用最新版的“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算工具”进行项目排放计算, 其中流程 j 代表 (a) 热电联产电厂化石能源的燃烧和 (b) 纯供热锅炉化石能源的燃烧。 PE_y 计算为 $\sum_j PE_{FC,i,y}$, 其中 $PE_{FC,j,y}$ 按照工具计算。

6. 泄露

泄漏排放由下式计算:

$$LE_y = LE_{EL,y} + LE_{FS,y} \quad (8)$$

其中：

LE_y = 第 y 年泄漏排放量，（tCO₂e）

$LE_{EL,y}$ = 第 y 年项目电厂向电网供电量的减少导致的泄漏排放，（tCO₂e）

$LE_{FS,y}$ = 第 y 年燃料转换导致的泄漏排放量，（tCO₂e）

项目电厂向电网供电量的减少导致的泄漏

由于本项目活动的实施，会导致项目电厂向电网供电的减少，进而可能会导致其它联网电厂供电及相关排放的增加。在这种情况下，泄漏排放量根据下式计算：

若

$$EG_{PA,y} < EG_{\min,hist}$$

且

$$EF_{grid} > EF_{BL,EL}$$

则

$$LE_{EL,y} = (EG_{\min,hist} - EG_{PA,y}) \times (EF_{grid} - EF_{BL,EL}) \quad (9)$$

其中：

$LE_{EL,y}$ = 第 y 年项目电厂向电网供电量的减少导致的泄漏排放，（tCO₂e）

$EG_{\min,hist}$ = 项目活动开始前最近三年的历史年供电量的最小值，（MWh）

$EG_{PA,y}$ = 第 y 年监测到的实际上网电量，（MWh）

EF_{grid} = 电网系统的排放因子（tCO₂/MWh）

$EF_{BL,EL}$ = 发电的基准排放因子，根据基准排放计算中相关步骤计算（tCO₂/MWh）

在所有其他情况下 $LE_{EL,y} = 0$

EF_{grid} 的计算使用 UNFCCC 网站发布的最新版的“电力系统排放因子的计算工具”。

燃料转换导致的泄漏

当项目活动和基准线情景使用同种燃料时，就无需计算泄漏。

当项目活动包含主要燃料从煤或油转换成天然气（例如从现有的燃煤锅炉转换为使用天然气发电的电厂）时，与燃料的生产、加工、运输和配送相关的上游排放量可能很高，需要计算泄漏排放 $LE_{EL,y}$ ，该部分泄漏需要运用最新版的方法学 CM-012-V01 来计算。

7. 减排量

减排量由下式计算：

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (10)$$

其中：

ER_y = 第 y 年项目活动的减排量，(tCO₂e)

BE_y = 第 y 年基准线排放量，(tCO₂e)

PE_y = 第 y 年项目排放量，(tCO₂e)

LE_y = 第 y 年泄漏排放量，(tCO₂e)

8. 不需要监测的数据和参数

本方法学包括了一些参数和变量，这些参数和变量事前确定，或在第一份监测报告中确定，然后在计入其内保持固定不变。在某些情况下，也给出了这些参数的监测选项。

| | |
|-----------|--|
| 数据/参数 | 类别 j 下锅炉平均剩余寿命 |
| 单位 | 年 |
| 描述 | 锅炉平均寿命 |
| 来源 | 记录的锅炉信息 |
| 测量程序（如果有） | <p>现有纯供热锅炉寿命。</p> <p>对比所有类别 j 下所有锅炉的建造年份信息以及所有类别 j 下的典型技术寿命（在考虑国家和地区实践情况的基础上估计）。</p> <p>相关证明呈现在项目设计文件中</p> |

| | |
|----|--|
| 备注 | |
|----|--|

| | |
|------------|----------------------------|
| 数据/参数 | $CAP_{j,i}$ |
| 单位 | 吉焦/年 |
| 描述 | 热力站 i 内类别 j 下现有锅炉的铭牌装机 |
| 来源 | 制造商规格书 |
| 测量程序 (如果有) | |
| 备注 | |

| | |
|------------|------------------------|
| 数据/参数 | $EG_{max,hist}$ |
| 单位 | 兆瓦时 |
| 描述 | 项目活动开始前最近三年的历史年供电量的最大值 |
| 来源 | 过去 3 年的历史电量数据 |
| 测量程序 (如果有) | |
| 备注 | |

| | |
|-------|------------------------|
| 数据/参数 | $EG_{min,hist}$ |
| 单位 | 兆瓦时 |
| 描述 | 项目活动开始前最近三年的历史年供电量的最小值 |
| 来源 | 过去 3 年的历史电量数据 |

| | |
|-----------|--|
| 测量程序（如果有） | |
| 备注 | |

| 数据/参数 | $COEF_{BL,HG,j,i}$ | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|------|------|---------------------|------|---------------|-----------|--------------|--|--|-----------|
| 单位 | 吨 CO ₂ /吉焦 | | | | | | | | | | | |
| 描述 | 类别 <i>j</i> 下产热基准燃料的 CO ₂ 排放因子 | | | | | | | | | | | |
| 来源 | <p>如果符合相关条件可使用如下数据来源</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>数据来源</th> <th>使用条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(a) 燃料供应商提供的发票所载明的值</td> <td>优先来源</td> </tr> <tr> <td>(b) 项目参与方的测量值</td> <td>若 (a) 不可得</td> </tr> <tr> <td>(c) 国家或地区缺省值</td> <td>若 (a) 不可得 这些来源仅适用于液体燃料，且应基于良好记录的、可靠的来源（如国家能源平衡）</td> </tr> <tr> <td>(d) IPCC 缺省值，95% 置信区间的上限，见 2006IPCC 国家温室气体清单指南的第 2 卷（能源）第 1 章表 1.4</td> <td>若 (a) 不可得</td> </tr> </tbody> </table> | | 数据来源 | 使用条件 | (a) 燃料供应商提供的发票所载明的值 | 优先来源 | (b) 项目参与方的测量值 | 若 (a) 不可得 | (c) 国家或地区缺省值 | 若 (a) 不可得 这些来源仅适用于液体燃料，且应基于良好记录的、可靠的来源（如国家能源平衡） | (d) IPCC 缺省值，95% 置信区间的上限，见 2006IPCC 国家温室气体清单指南的第 2 卷（能源）第 1 章表 1.4 | 若 (a) 不可得 |
| 数据来源 | 使用条件 | | | | | | | | | | | |
| (a) 燃料供应商提供的发票所载明的值 | 优先来源 | | | | | | | | | | | |
| (b) 项目参与方的测量值 | 若 (a) 不可得 | | | | | | | | | | | |
| (c) 国家或地区缺省值 | 若 (a) 不可得 这些来源仅适用于液体燃料，且应基于良好记录的、可靠的来源（如国家能源平衡） | | | | | | | | | | | |
| (d) IPCC 缺省值，95% 置信区间的上限，见 2006IPCC 国家温室气体清单指南的第 2 卷（能源）第 1 章表 1.4 | 若 (a) 不可得 | | | | | | | | | | | |
| 测量程序（如果有） | <p>测量一次，在项目的第一年测量</p> <p>对 (a) 和 (b)，测量应按照国家或国际燃料标准进行</p> | | | | | | | | | | | |
| 备注 | 对于 (a)，若燃料供应商的发票上确实提供了燃料净热值 | | | | | | | | | | | |

| | |
|--|--|
| | 和 CO ₂ 排放因子，且这两个值是基于对该特定燃料的测量得出的，那么就应该用这个 CO ₂ 排放因子。如果 CO ₂ 排放因子出自其它来源或没有提供 CO ₂ 排放因子，则应采用选项 (b)、(c) (d) |
|--|--|

| | |
|-----------|--|
| 数据/参数 | $\epsilon_{HG,BL,j,i}$ |
| 单位 | % |
| 描述 | 在本项目活动不存在的情况下，热力站 i 、类别 j 的基准供热系统的效率 |
| 来源 | 在项目活动开始前于项目现场或其他类似条件的场地对类似锅炉种类（如新的燃煤锅炉）进行 $\epsilon_{BL,HG,j,i}$ 样本测量 |
| 测量程序（如果有） | <p>样本测量</p> <p>使用公认的锅炉效率测量标准，例如“蒸汽、热水和高温传热流体用锅炉热性能的估算方法标准”（BS845）。如果可能的话，优先使用直接法（用净产热量除以样本时间段内所用燃料的能含量），因为相对与间接法（确定燃料供应量或产热量和估算损耗量）它能够更好的反映样本时间段内的平均效率。项目设计文件中应明确记录测量程序和结果以及制造商的相关信息</p> |
| 备注 | 或者，项目开发方可使用制造商数据或步骤 2c：基准线情景下的锅炉效率中的缺省值 |

| | |
|-------|---|
| 数据/参数 | $EF_{FF,BL,EL}$ |
| 单位 | 吨碳/质量或体积单位 |
| 描述 | 项目活动开始之前，发电厂使用的化石燃料的 CO ₂ 排放因子 |
| 来源 | 如果符合相关条件可使用如下数据来源 |

| | | |
|-----------|---|--|
| | 数据来源 | 使用条件 |
| | (a)燃料供应商提供的发票所载明的值 | 优先来源 |
| | (b)项目参与方的测量值 | 若(a)不可得 |
| | (c)国家或地区缺省值 | 若(a)不可得 这些来源仅适用于液体燃料，且应基于良好记录的、可靠的来源(如国家能源平衡) |
| | (d) IPCC 缺省值，95%置信区间的上限，见2006IPCC 国家温室气体清单指南的第2卷(能源)第1章表1.4 | 若(a)不可得 |
| 测量程序(如果有) | 对(a)和(b)，测量应按照国家或国际燃料标准进行。 对于(a)，若燃料供应商的发票上确实提供了燃料净热值和CO ₂ 排放因子，且这两个值是基于对该特定燃料的测量得出的，那么就应该用这个CO ₂ 排放因子。如果CO ₂ 排放因子出自其它来源或没有提供CO ₂ 排放因子，则应采用选项(b)、(c)(d)。 | |
| 备注 | 在第一个监测期固定 | |

| | |
|-------|---------------------------|
| 数据/参数 | NCV_{FFBLEL} |
| 单位 | 万亿焦耳/质量或体积单位 |
| 描述 | 项目活动开始之前，发电厂使用的化石燃料的净热值 |
| 来源 | 优先选用燃料供应商发票所载明的数值，或来源于可得的 |

| | |
|-----------|--|
| | 准确可靠的地方或国家数据 |
| 测量程序（如果有） | 使用质量或体积量表 |
| 备注 | 当地方或国家数据不可得时，可使用能代表当地情况的 IPCC 缺省排放因子（使用国家特定值，如果可得的话） |

| | |
|-----------|---|
| 数据/参数 | 下标 j |
| 单位 | |
| 描述 | 在本项目不存在条件下，按照建筑物类型（新建/既有）、技术类型、燃料类型所确定的所有类别。对每一个类别 j ，所连结的所有建筑物都应明确识别 |
| 来源 | 热力或市政规划当局及区域供热公司所提供的地图或区域供热系统规划图 |
| 测量程序（如果有） | 无 |
| 备注 | 数据应储存在数据库/Excel 表格中，并在第一个监测报告期进行检查 |

| | |
|-----------|----------------------------------|
| 数据/参数 | 下标 i |
| 单位 | |
| 描述 | 热力站 |
| 来源 | 热力或市政规划当局及区域供热公司所提供的地图或区域供热系统规划图 |
| 测量程序（如果有） | |
| 备注 | 数据应储存在数据库/Excel 表格中，并在第一个监测报告 |

| | |
|--|-------|
| | 期进行检查 |
|--|-------|

| | |
|-----------|--|
| 数据/参数 | $\eta_{BL,EL}$ |
| 单位 | % |
| 描述 | 项目活动开始之前，发电厂的效率 |
| 来源 | |
| 测量程序（如果有） | 可以按照制造商规定程序在电厂开始运营时进行测量，也可以采用制造商提供的在最佳负荷下的效率参数值 |
| 备注 | 通常在计入期内保持不变。然而若在计入期内采用某技术手段使项目电厂的效率增加 x 个百分点，那么基准线电厂的效率 $\eta_{BL,EL}$ 也应该同样增加 x 个百分点。 |

三、监测方法学

1. 监测程序

本方法学的监测内容包括为计算基准线排放和项目排放所需参数的监测。

作为监测计划的一部分，应在每个热力站 i 监测提供到最终用户的所有供热量。应连续监测提供到每一个连结至热力站 i 的独立的区域供热管网的供热量。若计入期内监测点点发生了改变（如，由于供热管网的改变）或增加（如由于项目边界内新建建筑物），则应在项目设计文件和监测报告中应明确记录。

热计量表的安装应保证只能够监测到项目边界内对房屋采暖的供热量和额外为满足热水需求的供热量。

所有的监测数据都应记录在电子数据库（如 Excel 表格）中，包括具体的测量点、变量的名称和描述、相应的数值和单位以及测量时间、测量周期和负责测量和记录的人员。每个监测报告中都应包括对完整数据库的提取。

确定基准线排放所需要监测的数据：

- 在每个热监测点 i 监测到的每年由区域供热系统提供的供热量：为此，每个监测点都应安装测量仪表。相应的热能传输必须连续测量并保证每

年记录一次。测量仪表读数应记录在以上提到的数据库中。测量仪表读数应与电厂抽汽量测量表读数、燃料消耗量和热力发票进行交叉检查，以确保热量记录合理可靠。此外，相关测量仪表应定期维护和校验以减少测量的不确定性；

- 项目活动的发电量。

确定项目排放所需要监测的数据：

- 计算项目排放量所需要监测的参数，请参考最新版“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算工具”。

2. 监测的数据和参数

| | |
|-----------|--|
| 数据/参数 | $Q_{extracted,y}$ |
| 单位 | 吉焦 |
| 描述 | 第 y 年从热电联产电厂抽汽的抽汽量 |
| 来源 | 位于换热器供热端的热计量表 |
| 测量程序（如果有） | 每小时测量一次,监测入口和出口温度及水流量 |
| 监测频率 | 每小时测量一次，至少每年注册登记一次。 |
| 质量控制/质量保证 | 测量结果应与供热读数、提供到区域供热公司的热力发票进行交叉检查，以确保读数的合理可靠。此外，相关测量仪表应定期维护以减少测量的不确定性。数据应储存为电子档（数据库） |
| 备注 | |

| | |
|-------|------------------------|
| 数据/参数 | $Q_{HOB,y}$ |
| 单位 | 吉焦 |
| 描述 | 第 y 年从纯供热/尖峰负载锅炉抽汽的抽汽量 |

| | |
|-----------|--|
| 来源 | 安装于纯供热锅炉或尖峰负载锅炉供热端的热计量表 |
| 测量程序（如果有） | 每小时测量一次，监测入口和出口温度及水流量 |
| 监测频率 | 每小时测量一次，至少每年注册登记一次。 |
| 质量控制/质量保证 | 测量结果应与供热读数、提供到区域供热公司的热力发票进行交叉检查，以确保读数的合理可靠。此外，相关测量仪表应定期维护以减少测量的不确定性。数据应储存为电子档（数据库） |
| 备注 | |

| | |
|-----------|-----------------------------|
| 数据/参数 | $A_{j,i}$ |
| 单位 | 平方米 |
| 描述 | 连接到热力站 i 的 j 类建筑物的总室内面积 |
| 来源 | 根据实际测量做的估计值或地方当局估计值 |
| 测量程序（如果有） | 每年测量一次 |
| 监测频率 | |
| 质量控制/质量保证 | |
| 备注 | |

| | |
|-------|---------------------------------|
| 数据/参数 | $Q_{i,y}$ |
| 单位 | 吉焦 |
| 描述 | 第 y 年热力站 i 向建筑类别 j 提供的供热量 |

| | |
|-----------|--|
| 来源 | 安装于热力站 i 的热计量表的现场测量 |
| 测量程序（如果有） | 每小时测量一次，监测入口和出口温度及水流量 |
| 监测频率 | 每小时测量一次，至少每年注册登记一次。 |
| 质量控制/质量保证 | 测量结果与电厂的抽汽量读数和热力发票进行交叉检查，以确保读数合理可靠。此外，相关测量仪表应定期维护以减少测量的不确定性。数据应储存为电子档（数据库） |
| 备注 | |

| | |
|-----------|-----------------|
| 数据/参数 | $EG_{PA,y}$ |
| 单位 | 兆瓦时 |
| 描述 | 第 y 年项目实际上网电量 |
| 来源 | 电表 |
| 测量程序（如果有） | |
| 监测频率 | 连续不间断 |
| 质量控制/质量保证 | |
| 备注 | |

| | |
|-------|---------------------------|
| 数据/参数 | $PE_{FC,j,y}$ |
| 单位 | 吨二氧化碳当量 |
| 描述 | 第 y 年流程 j 化石燃料燃烧的项目排放 |
| 来源 | 按照“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算 |

| | |
|-----------|------------------------------|
| | 工具”计算 |
| 测量程序（如果有） | 按照“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算工具” |
| 监测频率 | 按照“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算工具” |
| 质量控制/质量保证 | 按照“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算工具” |
| 备注 | |

| | |
|-----------|------------------------|
| 数据/参数 | EF_{grid} |
| 单位 | 吨 CO ₂ /兆瓦时 |
| 描述 | 电网系统排放因子 |
| 来源 | 按照“电力系统排放因子的计算工具”计算 |
| 测量程序（如果有） | 按照“电力系统排放因子的计算工具” |
| 监测频率 | 按照“电力系统排放因子的计算工具” |
| 质量控制/质量保证 | 按照“电力系统排放因子的计算工具” |
| 备注 | |

附件 1

表一中提供的缺省效率值数据来源和参考文献

| 供热系统 | 效率 | 来源 |
|------|----------------|---|
| 燃气锅炉 | 75-92% | 燃气锅炉效率。来源：北京供热节能项目，世界银行 2005-内部工作记录 |
| 燃油锅炉 | 82%（范围：65-90%） | 秘鲁 80 个现有燃油锅炉样本测量平均值。来源：Herold / Schneider / Vizcarra(2003):提高秘鲁自愿减排项目中锅炉的能源利用效率。GTZ/Öko 机构，柏林，2003 年 1 月 |
| 燃煤锅炉 | 85% | 设备新旧程度：新，运营状况：优，剩余寿期:多年，波兰。来源：煤改气节能项目，GEF 项目文件，报告编号：13054,1994/10/31 |
| 燃煤锅炉 | 65% | 设备新旧程度：中，运营状况：好，剩余寿期：几年，波兰。来源：煤改气节能项目，GEF 项目文件，报告编号：13054,1994/10/31 |
| 燃煤锅炉 | 50% | 设备新旧程度：旧，运营状况：差/一般，剩余寿期：没有/几乎没有，波兰。来源：煤改气节能项目，GEF 项目文件，报告编号：13054,1994/10/31 |
| 燃煤锅炉 | 80% | 良好运营状况的纯供热锅炉效率。中国专家估算。来源：来自 COWI 的信息沟通 |
| 燃煤锅炉 | 45-75% | 纯供热锅炉的平均效率（取决于大小、年限、地点以及运营管理）。中国专家估算。来源：来自 COWI 的信息沟通 |
| 燃煤锅炉 | 80% 以上 | 发达国家的工业燃煤锅炉效率水平。 来源：中国：工业锅炉效率，GEF 焦点：气候变化 < http://www.gefweb.org/COUNCIL/council7/wp/china_br.htm > |
| 燃煤锅炉 | 60-65% | 中国工业燃煤锅炉典型效率水平。 来源：中国：工业锅炉效率，GEF 焦点：气候变化， < http://www.gefweb.org/COUNCIL/council7/wp/china_br.htm > |
| 燃煤锅炉 | 65% | 2000 年的工业燃煤锅炉效率（2010）。来源：中国中长期节能计 |

| | | |
|------|----------|---|
| | (70-80%) | 划, 2004,12,25, 国家发改委, 表 2。主要耗能设备的能源效率指数 |
| 燃煤锅炉 | 50-75% | 燃煤锅炉效率。来源: 北京供热节能项目, 世界银行 2005-内部工作记录 |