

# CM-023-V01 新建天然气电厂向电网或单个用户供电 (第一版)

## 一、 来源、定义和适用条件

### 1. 来源

本方法学参照 UNFCCC-EB 的 CDM 项目方法学 AM0087: Construction of a new natural gas power plant supplying electricity to the grid or a single consumer (第 2.0 版), 可以在以下网址查询:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/2QZHFFAWDHZ2XCBWR3WAL97YTS7CNI>

方法学主要修改说明:

- 1) 删除 AM0087 适用条件部分的脚注: “有些情况下, 可能由于无价格弹性而发生供给限制 (例如, 计入期内天然气资源有限, 难以增产), 这将意味着项目活动利用的天然气原本可以作为它用, 可能导致泄漏, 因此, 项目参与方要提供文件, 证明天然气供给限制将不会导致明显的泄漏。”
- 2) 删除 AM0087 基准线情景“P4: 从相连的其他电网获得电力”, 为与 CDM 方法学 AM0087 对应, 本方法学没有以“P4”为编号的基准线情景。
- 3) 删除 AM0087“基准线排放”部分的“如果选项 1 (BM) 或 2 (CM) 为排放因子, 事后按照“电力系统排放因子计算工具”的相关要求监测  $EF_{BL,CO_2,y}$ 。”
- 4) 将 AM0087 散逸甲烷排放部分的“如果使用表 2 的默认值, 则应使用项目活动所在地的天然气排放因子”表述, 改为“如果使用表 2 的默认值, 则我国应使用“世界其他地区”的天然气排放因子”。

### 2. 定义

**新电厂**<sup>1</sup>: 是指新建的无运行历史的电厂。

**用电设施**: 是单一的工业或商业设施, 与电网相连接, 在有本项目活动时用电来自: (i) 本项目活动电厂, 也可以是本项目活动电厂及(ii)用电设施自备电厂和/或(iii)电网<sup>2</sup>。

**自备电厂**: 是指在用电设施场地内运行的电厂, 包括备用发电机。

**天然气**: 是主要由甲烷组成的气体, 来自于: (i) 天然气田 (非缔合气体),

<sup>1</sup>电厂定义见“电力系统排放因子计算工具”。

<sup>2</sup>电网定义见“电力系统排放因子计算工具”。

(ii)在油田中发现的缔合气体和/或(iii) 填埋场捕集的气体。可以混入以体积计不超过 1%的其他来源气体，例如（包括但不限于）生物发酵沼气、煤层气、固体化石燃料气化气等<sup>3</sup>。

此外，其他定义见于“电力系统排放因子计算工具”最新版本。

### 3. 适用条件

本方法学适用于利用天然气作为燃料的新建发电厂，替换电网电量或来自特定的基准发电技术的电量。

本方法学适用条件如下：

- 项目活动是建设运行一个新的天然气发电厂，供电给：电网和/或已与电网相连的用电设施；
- 项目发电厂只产生电，不进行热电联产；
- 在实施本项目活动之前新电厂所在地点没有电力产生；
- 项目发电厂以天然气作为主要能源。启动阶段或作为辅助的少量其他燃料可以使用，但总量不超过年度总能耗的 3%（以能量计）；
- 所在地区或国家天然气充足可用，例如，不因本项目活动而使得将来规模相当的天然气电厂建设受到天然气供应不足的限制。

如果项目电厂向已有与电网相连的用电设施供电，则还需以下进一步的条件：

- 用电设施已运行至少 3 年；
- 项目电厂通过专用输电线路给用电设施供电，该输电线路不作他用。

最后，本方法只适用于基准线情景是下文情景 P2 或者 P6，如果向用电设施供电，则还可包括情景 C2、C3、C4 或 C5。

## 二、 基准线方法学

### 1. 项目边界

项目边界的空间范围包括项目发电厂、“电力系统排放因子计算工具”定义的所有与电网的物理连接的电厂，如果项目活动发电厂向用电设施供电，则还包括该用电设施。

计算项目排放时，仅考虑项目电厂化石燃料燃烧的 CO<sub>2</sub> 排放。计算基准线排放时，仅考虑基准线下发电厂化石燃料燃烧产生的 CO<sub>2</sub>。

---

<sup>3</sup>这个界定之所以被包含是因为方法学不估算其他来源气体生产过程导致的温室气体排放。

包含或不包含在项目边界中的温室气体列在表 1 中。

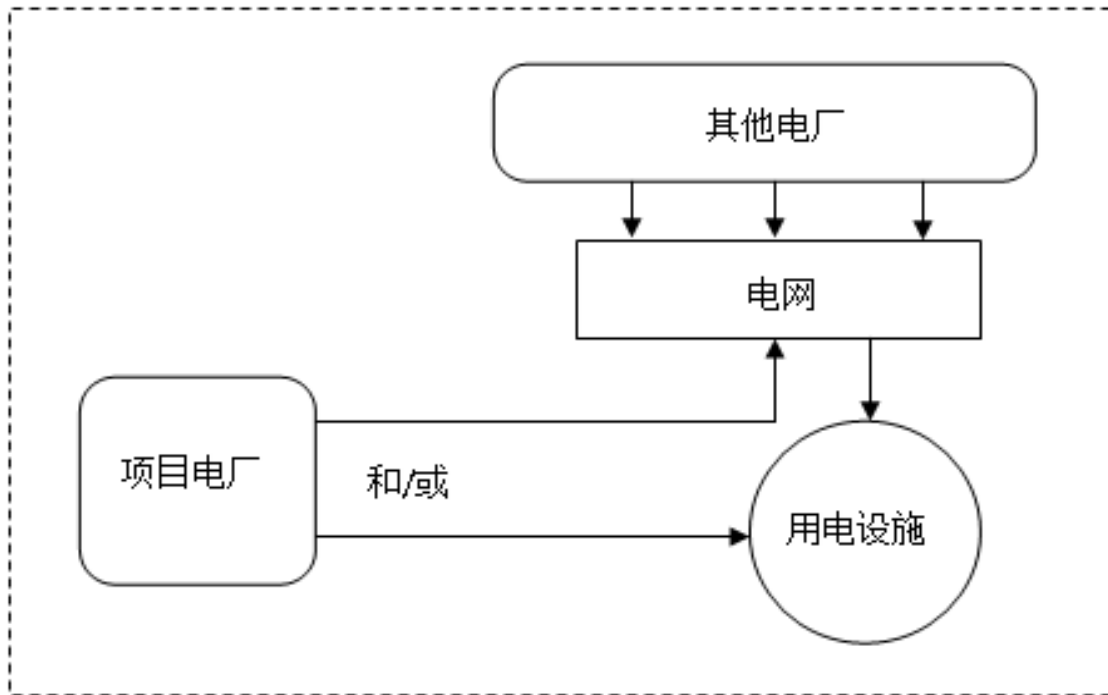


图 1：项目边界

表 1：项目边界中包含和排除的排放源

	源	气体	是否包含?	判定/解释
基准线	发电	CO <sub>2</sub>	是	主要排放源
		CH <sub>4</sub>	否	排除。保守的
		N <sub>2</sub> O	否	排除。保守的
项目活动	项目电厂的燃料燃烧	CO <sub>2</sub>	是	主要排放源
		CH <sub>4</sub>	否	因简化而排除
		N <sub>2</sub> O	否	因简化而排除

## 2. 基准线情景

项目参与方应应用以下步骤来确定基准线情景：

### **步骤1：确定可信的基准线情景**

通过“额外性论证与评价工具”最新版本中的步骤1确定可信的备选基准线情景。

备选情景包括但不限于：

P1：建设一个或几个利用不同于本项目技术的天然气发电厂；

P2：建设一个或几个利用非天然气化石燃料的发电厂；

P3：建设一个或几个利用可再生能源的发电厂；

P5：项目活动但不作为减排项目执行；

P6：项目参与方不建设新电厂，而是由电网现存和新的电厂发电。

这些备选情景不必是相同装机容量、负荷因子和运行特征的电厂，几个小电厂的集合或者较大电厂的一部分也可以是合理的备选情景，但都得提供类似服务（例如峰值负荷、基本负荷等）。应确保项目参与方最近建成的或者在建的或者计划建设的所有相关各类型电厂都被纳入可信备选情景内。

如果项目电厂给单个用电设施供电，则该用电设施的备选情景应包括但不限于：

C1：项目活动但不作为减排项目执行；

C2：在用电设施场地内建设一个或几个自备电厂；

C3：在用电设施场地内继续运行的一个或几个自备电厂；

C4：向电网购买电量；

C5：在用电设施场地内运行的一个或几个新的或现存的自备电厂，以及向电网购买电量的组合；

C6：向场地外其他专用电厂购买电量。

考虑这些情景时，应确保为用电设施提供相同的服务（即任何情景都应满足用电设施的电量需求。）

项目设计文件中应包含每个基准线备选情景的清晰描述，包括技术信息，比如效率、技术寿命等。

如果一个或者多个情景被排除，那么项目设计文件需给出合理的解释并提供

相应的文件来支持排除该情景。

如果项目电厂向用电设施供电，那么应在后续步骤中考虑项目参与方发电情景（P）和用电设施用电情景（C）的真实组合。

## **步骤2：识别经济上最有吸引力的基准线情景**

应用最新版“额外性论证与评价工具”中的步骤2，通过投资比较分析识别经济上最有吸引力的基准线情景。对步骤1以后余下的所有备选情景，计算一个合适的财务指标，包括所有(1)相关成本（例如，投资成本、燃料费用和运行维护费用等）；(2)收入（包括补贴/财政激励，外国官方发展援助等）；以及(3)公共资金投资情况下的非市场成本和收益（视情况而定）。

如果经过步骤1后剩余的备选情景中有一个对应于P6（即业主不建设新发电厂，而是由电网现存和新的电厂发电），那么分析中用净现值（NPV）或内部收益率（IRR）作为财务指标。考虑到P6情景下项目参与方既不投资也无支出，应采用以下财务指标值：

- 如果选择NPV作为财务指标，则项目参与方NPV的值等于零；
- 如果选择IRR作为财务指标，则应先确定财务基准值。

采用NPV指标时的折旧率，或采用IRR指标时的财务基准值应来源于：

- 1) 政府公债率，并适当增加反映私人投资和/或项目类型的风险溢价。由一个独立的(金融)专家给出或者由官方公布的可用财务数据；
- 2) 基于对可比项目的银行家观点和私募股权投资者/基金回报率要求，估计的融资成本和所需资本回报率（例如商业贷款利率和该国及项目类型所要求的担保）；
- 3) 仅在只有项目参与方能够实施项目活动的特定情况下,公司内部财务基准值（公司的加权平均资本成本）。项目参与方应证明该财务基准值一直被使用，即由同一公司开发的类似条件下的项目采用相同的财务基准值。
- 4) 政府或官方批准的财务基准值，但要证明此类财务基准值被用于投资决策；或者
- 5) 其他任何指标，如果项目参与方能证明以上四个选项不适用并且其所用指标是经过合理判断的。

投资分析应以透明公开的方式与所有相关假设呈现在项目设计文件里，以便读者能重现分析过程并获得相同结果。关键的技术经济参数和假设（资本成本、燃料价格预测、项目寿命、电厂的负荷因子、折旧率等）应清晰呈现。证明和引用假设都需要经国家主管部门备案的审定/核证机构审定。计算财务指标时，可

以将各种情景下的风险通过项目特定的期望和假设，在现金流中体现（例如：保险金作为特定风险的等值体现）。项目活动与其各种替代情景的投资比较所用的假设、数据及数据来源如果不一样，那么须充分说明其差异。

提交审定的项目设计文件应清晰对比所有可选情景的财务指标。具有最好财务指标的基准线情景选项可以预选定为最可信的基准线；然后对所有备选情景作敏感性分析。敏感性分析的范围应覆盖所有关键参数的可能变化,包括在计入期内发生变化的参数。

应对所有备选情景作敏感性分析,以确保关键假设（例如燃料价格和负荷因子）下的财务吸引力结论在参数合理变化范围内都是扎实的。只有当敏感性分析也支持（基于一系列现实的假设）前述预选定的基准线情景是最具有经济和/或财务吸引力的,它才为基准线选择提供了有效论证。

如果敏感性分析证实了结果，那么最具有经济吸引力的基准线情景就是最可信的基准线。当敏感性分析不够充分确凿，那么选择最具经济和/或财务吸引力的几个备选情景中排放率最低的那个作为基准线。

### 3. 额外性

应用以下步骤进行额外性论证：

#### *步骤1：财务基准值分析*

应用最新版“额外性论证与评价工具”的子步骤 2b（选项 III：应用基准值分析）、2c（财务指标的计算和比较）和 2d（敏感性分析）来证明拟议的项目活动不具有财务吸引力。

#### *步骤2：普遍实践分析*

应用最新版“额外性论证与评价工具”的步骤 4（普遍实践分析）来证明拟议的项目活动在相关的国家和行业不是普遍实践。

如果满足上述两个步骤，那么认为该项目具有额外性。

### 4. 项目排放

项目排放来自项目电厂燃烧天然气及用于启动或辅助燃烧的少量其他燃料的排放。应采用最新版本的“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算工具”计算项目排放量( $PE_y$ )， $PE_y$ 对应该工具中的 $PE_{FC,j,y}$ 是指项目活动电厂燃烧的天然气及用于启动或辅助燃烧的少量其他燃料。

### 5. 基准线排放

基准线排放 ( $BE_y$ ) 采用项目电厂给电网或者用电设施供应的电量( $EG_{PI,y}$ )乘以基准线 $CO_2$ 排放因子，计算如下：

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,CO_2,y} \quad (1)$$

其中：

- $BE_y$  = 第 y 年的基准线排放量(tCO<sub>2</sub>)  
 $EG_{PJ,y}$  = 第 y 年项目电厂给电网或者用电设施供应的电量(MWh)  
 $EF_{BL,CO_2,y}$  = 第 y 年的基准线中发电 CO<sub>2</sub> 排放因子(tCO<sub>2</sub>/MWh)

### 确定 $EF_{BL,CO_2,y}$

为了满足保守性，项目参与方应将如下3个选项中的最小值作为参数 $EF_{BL,CO_2,y}$ 的值(tCO<sub>2</sub>/MWh)：

选项1：由最新版“电力系统排放因子计算工具”计算的建设边际 $EF_{grid,BM,y}$ ，即 $EF_{BL,CO_2,y} = EF_{grid,BM,y}$ ；

选项2：根据最新版“电力系统排放因子计算工具”，采用OM/BM=50/50权重计算的组合边际 $EF_{grid,CM,y}$ ，即 $EF_{BL,CO_2,y} = EF_{grid,CM,y}$ ；

选项3：以下两者中较小的一个：（1）前文确定的最可能基准线情景对应技术和燃料的排放因子；（2），如果适用，现有或新建的自备电厂<sup>4</sup>（即情景C2，C3或C5）的排放因子。排放因子计算如下( $EF_{BL,CO_2,y} = EF_{BL,Tech,CO_2}$ )：

$$EF_{BL,Tech,CO_2} = \frac{COEF_{BL}}{\eta_{BL}} \cdot 3.6 \quad (2)$$

其中：

- $EF_{BL,Tech,CO_2}$  = 基准线技术和燃料的排放因子(tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $COEF_{BL}$  = 基准线燃料的排放系数(tCO<sub>2</sub>/GJ)  
 $\eta_{BL}$  = 基准线技术的能效（百分比）  
 3.6 = GJ转换为MWh的转换系数(GJ/MWh)

如果选项3作为排放因子，将在审定阶段按事前评估确定 $EF_{BL,Tech,CO_2}$ 的值。如果存在现有自备电厂，参数 $\eta_{BL}$ 应根据最新版“热能或电能生产系统的基准线效率确定工具”来确定。该工具用于确定恒定效率，而不是给出负荷效率方程。如果是新建电厂，参数 $\eta_{BL}$ 应是基准线技术在最佳工况且得到技术开发商支持下的最高效率。

## 6. 泄漏

泄漏可来自项目边界外化石燃料的开采，加工，液化，传输，再气化和分配输送。泄漏主要包括：(1)散逸的CH<sub>4</sub>排放，(2)为了提升天然气到市场所需的等级，

<sup>4</sup>如果用电设施处存在不止一个的自备电厂，则采用其中的最低排放因子。

从原始天然气流脱除的CO<sub>2</sub>，及(3)相关燃料燃烧的二氧化碳排放。在本方法学中，应考虑以下的泄漏排放源：

- 与项目电厂使用天然气相应的开采、加工、液化、传输、再气化和分配输送所散逸CH<sub>4</sub>排放；基准线情景下与电网相连电厂使用天然气对应的上述各环节散逸CH<sub>4</sub>排放，或基准线电厂（上文 $EF_{BL,CO_2,y}$ 选项3）使用天然气对应的上述各环节散逸CH<sub>4</sub>排放；
- 为了提升天然气到市场所需的等级从原始天然气流脱除CO<sub>2</sub>的排放；
- 如果项目电厂使用液化天然气，则应考虑液化、传输、再气化和压缩相应的燃料燃烧/电力消耗的CO<sub>2</sub>排放。

因此，泄漏排放量计算如下：

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{CO_2,y} + LE_{LNG,CO_2,y} \quad (3)$$

其中：

$LE_y$	=	第y年的泄漏排放量(tCO <sub>2</sub> e)
$LE_{CH_4,y}$	=	第y年散逸的CH <sub>4</sub> 泄漏排放量(tCO <sub>2</sub> e)
$LE_{CO_2,y}$	=	第y年从原始天然气去除CO <sub>2</sub> 的泄漏排放量(tCO <sub>2</sub> )
$LE_{LNG,CO_2,y}$	=	第y年天然气液化、传输、再气化和压缩的燃料燃烧/电力消耗的泄漏排放量(tCO <sub>2</sub> e)。

### 散逸甲烷排放( $LE_{CH_4,y}$ )

为了计算第y年的散逸甲烷排放，将当年天然气消耗量与散逸甲烷排放因子( $EF_{NG,upstream,CH_4}$ )的乘积，扣除没有项目活动时的散逸甲烷排放，公式如下：

$$LE_{CH_4,y} = [FC_{NG,y} \cdot NCV_{NG,y} \cdot EF_{NG,upstream,CH_4} - EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,upstream,CH_4,y}] \cdot GWP_{CH_4} \quad (4)$$

其中：

$LE_{CH_4,y}$	=	第y年散逸甲烷的泄漏排放量(tCO <sub>2</sub> e)
$FC_{NG,y}$	=	第y年项目电厂的天然气燃烧量(m <sup>3</sup> )
$NCV_{NG,y}$	=	第y年天然气燃烧的平均净热值(GJ/m <sup>3</sup> )
$EF_{NG,upstream,CH_4}$	=	散逸甲烷的排放因子，这些散逸甲烷排放源于生产、传输以及分配过程。如果是液化天然气，也会在其液化、传输、再气化以及压缩的过程中产生散逸甲烷(tCH <sub>4</sub> /GJ)
$EG_{PJ,y}$	=	第y年电厂的上网电量或对用电设施的供电量(MWh)



$EF_{BL,upstream,CH4,y}$  = 第y年在没有该项目活动时散逸甲烷的排放因子(tCH<sub>4</sub>/MWh)

$GWP_{CH4}$  = 甲烷的全球变暖潜势(tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub>)

没有项目活动时的散逸甲烷排放因子( $EF_{BL,upstream,CH4,y}$ )的计算应相应于上文所选的基准排放因子( $EF_{BL,CO2}$ ), 如下所示:

选项1:建设边际

$$EF_{BL,upstream,CH4,y} = \frac{\sum_j \sum_k FF_{j,k,y} \cdot NCV_{j,k,y} \cdot EF_{k,upstreamCH4}}{\sum_j EG_{j,y}}$$

选项2:组合边际

$$EF_{BL,upstream,CH4,y} = 0.5 \cdot \frac{\sum_j \sum_k FF_{j,k,y} \cdot NCV_{j,k,y} \cdot EF_{k,upstreamCH4}}{\sum_j EG_{j,y}} + 0.5 \cdot \frac{\sum_i \sum_k FF_{i,k,y} \cdot NCV_{i,k,y} \cdot EF_{k,upstreamCH4}}{\sum_i EG_{i,y}}$$

选项 3:基准线技术

$$EF_{BL,upstream,CH4,y} = \frac{EF_{k,upstreamCH4}}{\eta_{BL}} * 3.6$$

以上三式中:

$EF_{BL,upstream,CH4,y}$  = 第y年在没有该项目活动时散逸甲烷的排放因子 (tCH<sub>4</sub>/MWh)

$j$  = 包含在计算建设边际中的电厂

$FF_{j,k,y}$  = 第y年建设边际中电厂j燃烧的燃料k (燃煤或燃油) 的量(质量或体积单位)

$NCV_{j,k,y}$  = 第y年建设边际中电厂j燃烧的燃料k (燃煤或燃油) 的平均净热值 (GJ/质量或体积单位)

$EF_{k,upstream,CH4}$  = 燃料 k (燃煤或石油) 生产过程中散逸甲烷的排放因子

(tCH<sub>4</sub>/GJ)

- $EG_{j,y}$  = 第  $y$  年建设边际中电厂  $j$  的发电量(MWh)
- $i$  = 包含在计算运行边际中的电厂
- $FF_{i,k,y}$  = 第  $y$  年运行边际中电厂  $i$  燃烧的燃料  $k$ (燃煤或石油)的量(质量或体积单位)
- $NCV_{i,k,y}$  = 第  $y$  年运行边际中电厂  $i$  燃烧的燃料  $k$  (燃煤或燃油) 的平均净热值 (GJ/质量或体积单位)
- $EG_{i,y}$  = 第  $y$  年运行边际中电厂  $i$  的发电量(MWh)
- $\eta_{BL}$  = 基准线技术的能效(百分比)

如果 $EF_{BL,upstream,CH_4,y}$  是基于选项1或2确定的, 计算应与建设边际和组合边际中的二氧化碳排放计算相协调, 也就是说, 应使用相同的电厂、相同的发电量和相同的燃料数据,  $FF$ 和 $EG$ 的值应是已经由“电力系统排放因子计算工具”确定的。如果基于选项3, 将在审定阶段按事前评估确定 $EF_{BL,upstream,CH_4,y}$ 的值。

如果与生产、传输、分配输送相关的散逸甲烷排放有可靠精确的国家数据, 项目参与方应该使用这些数据, 分别将总甲烷排放量除以燃料的生产量和供给量<sup>5</sup>, 来确定平均甲烷排放因子。如果没有相关可靠数据, 那么项目参与方应使用下述表格2中提供的默认值。

注意天然气的散逸甲烷排放因子( $EF_{NG,upstream,CH_4}$ )应包括天然气生产、加工、传输以及分配输送过程, 如下表2所示。如果使用表2的默认值, 我国应使用“世界其他地区”的天然气的排放因子。如果相关体系要素(生产/加工/传输/分配输送)都主要是近年来根据国际标准建设运营的, 那么排放因子可以使用美国/加拿大值。

由于煤的散逸甲烷排放取决于煤矿, 项目参与方应使用和当地燃煤电厂的主要煤源(地下矿或露天矿等)相对应的甲烷排放因子。

还要注意, 对于燃煤来说, 排放因子的单位为质量单位, 需要根据燃煤净热值转化为能量单位。另外, 表格2中所有的值都要转化为相应合适的单位以正确无误的应用于本方法学各方程。

<sup>5</sup>如果已采用国家特定方法(非 IPCC Tier 1 默认值)估算排放量, 那么可以使用报告给《联合国气候变化框架公约》的国家温室气体清单数据。

表2：散逸甲烷的默认排放因子

活动	单位	默认排放因子	排放因子在1996年修订版IPCC指南第三卷中的位置
<b>燃煤</b>			
地下采矿	t CH <sub>4</sub> /kt coal	13.4	方程1和4，页码1.105和1.110
露天采矿	t CH <sub>4</sub> /kt coal	0.8	方程2和4，页码1.108和1.110
<b>燃油</b>			
生产	t Ch <sub>4</sub> /PJ	2.5	表格1-60到1-64，页码1.129-1.131
传输、提炼、存储	t CH <sub>4</sub> /PJ	1.6	表格1-60到1-64，页码1.129-1.131
合计	t CH <sub>4</sub> /PJ	4.1	
<b>天然气</b>			
<b>美国和加拿大</b>			
生产	t CH <sub>4</sub> /PJ	72	表格1-60，页码1.129
加工、传输、分配	t CH <sub>4</sub> /PJ	88	表格1-60，页码1.129
合计	t CH <sub>4</sub> /PJ	160	
<b>东欧和前苏联</b>			
生产	t Ch <sub>4</sub> /PJ	393	表格1-61，页码1.129
加工、传输、分配	t Ch <sub>4</sub> /PJ	528	表格1-61，页码1.129
合计	t Ch <sub>4</sub> /PJ	921	
<b>西欧</b>			
生产	t CH <sub>4</sub> /PJ	21	表格1-62，页码1.130
加工、传输、分配	t CH <sub>4</sub> /PJ	85	表格1-62，页码1.130
合计	t CH <sub>4</sub> /PJ	105	
<b>世界其他地区</b>			
生产	t CH <sub>4</sub> /PJ	68	表格1-163和1-164，页码1.130和1.131
加工、传输、分配	t CH <sub>4</sub> /PJ	228	表格1-163和1-164，页码1.130和1.131
合计	t CH <sub>4</sub> /PJ	296	

注：表格中的排放因子，在1996年修订版IPCC指南第三卷中IPCC Tier 1排放因子默认值范围基础上，取平均值计算得到。

### 上游原始天然气脱除二氧化碳的排放( $LE_{CO_2,y}$ )

只有进入加工厂的原料气中二氧化碳平均含量高于 5% 体积含量时，才需要计算向大气排放的二氧化碳量。在该情况下，泄漏量  $LE_{CO_2,y}$  将计算如下：

$$LE_{CO_2,y} = FC_{NG,y} \cdot \frac{r_{CO_2}}{1 - r_{CO_2}} \cdot \rho_{CO_2} \quad (5)$$

其中：

$LE_{CO_2,y}$  = 第y年天然气原料脱除二氧化碳的泄漏排放量(吨CO<sub>2</sub>)

$FC_{NG,y}$  = 第y年项目电厂的天然气燃烧量 (m<sup>3</sup>)

$r_{CO_2}$  = 天然气原料中二氧化碳的平均体积含量（百分比）

$\rho_{CO_2}$  = 标准条件下二氧化碳密度 (吨/m<sup>3</sup>)

### 液化天然气的二氧化碳排放( $LE_{LNG,CO_2,y}$ )

如使用液化天然气，液化、传输、再气化以及压缩至天然气传输或分配系统期间燃料燃烧/电力消耗导致的二氧化碳排放，应通过项目活动使用的天然气量乘以相应的排放因子来估算：

$$LE_{LNG,CO_2,y} = FC_{NG,y} \cdot NCV_{NG,y} \cdot EF_{CO_2,upstream,LNG} \quad (6)$$

其中：

$LE_{LNG,CO_2,y}$  = 第y年液化天然气被液化、传输、再气化、压缩至天然气传输或分配系统中，燃料燃烧/电力消耗产生的泄漏排放 (tCO<sub>2</sub>e)

$FC_{NG,y}$  = 第y年项目活动中天然气的燃烧量(m<sup>3</sup>)

$NCV_{NG,y}$  = 第y年天然气燃烧的平均净热值(GJ/m<sup>3</sup>)

$EF_{CO_2,upstream,LNG}$  = 源于液化、传输、再气化、压缩至天然气传输或分配体系过程中燃料燃烧/电力消耗的二氧化碳排放因子(tCO<sub>2</sub>e/GJ)

如果液化天然气液化、传输、再气化、压缩至天然气传输或分配系统所需燃

料燃烧/电力消耗产生的二氧化碳排放相关的可靠精确数据存在，项目参与方应使用这些数据来确定平均排放因子。如果没有相关合适的数据，则应取默认值 6 tCO<sub>2</sub>e/TJ 为粗略近似值<sup>6</sup>（该值必须转化为合适的单位以正确无误的应用于本方法学的方程中）。

如果总净泄漏影响为负( $LE_y < 0$ )，则应假设 $LE_y = 0$ 。

## 7. 减排量

年减排量计算如下：

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (7)$$

其中：

- $ER_y$  = 第 y 年的减排量(tCO<sub>2</sub>e)
- $BE_y$  = 第 y 年的基准线排放量(tCO<sub>2</sub>)
- $PE_y$  = 第 y 年的项目排放量(tCO<sub>2</sub>)
- $LE_y$  = 第 y 年的泄漏排放量(tCO<sub>2</sub>e)

---

<sup>6</sup>该值来源于北美液化天然气系统的公开数据“Barclay, M. and N. Denton, 2005. Selecting offshore LNG process.  
<[http://www.fwc.com/publications/tech\\_papers/files/LNJ091105p34-36.pdf](http://www.fwc.com/publications/tech_papers/files/LNJ091105p34-36.pdf)> (10th April 2006)”。

## 8. 无需监测的数据和参数

除了以下表格所列以外，也包括本方法学采用的相关工具里无需监测的数据和参数。

数据/参数:	$COEF_{BL}$										
单位:	吨 CO <sub>2</sub> /GJ										
描述:	基准线燃料的燃料排放系数										
数据来源:	<p>下列数据来源在相应条件下可以使用:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>数据来源</th> <th>使用数据来源的条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(a) 燃料提供方在票据中给出的值</td> <td>现有自备电厂的首选数据</td> </tr> <tr> <td>(b) 项目参与方测量</td> <td>如果(a)项数据没有,则该项应用于现有自备电厂。</td> </tr> <tr> <td>(c) 区域或国家默认值</td> <td>应用于新的电厂或者 (b) 项不适用的电厂。  这些数据只能用于液态燃料并且基于存档完好、来源可靠的前提 (诸如国家能源平衡)</td> </tr> <tr> <td>(d) IPCC2006 版国家 GHG 清单第二卷 (能源) 第一章表 1.4 所指出的置信区间下限为 95% 时的 IPCC 缺省值</td> <td>用于新电厂或者 (c) 不适用的电厂。</td> </tr> </tbody> </table>	数据来源	使用数据来源的条件	(a) 燃料提供方在票据中给出的值	现有自备电厂的首选数据	(b) 项目参与方测量	如果(a)项数据没有,则该项应用于现有自备电厂。	(c) 区域或国家默认值	应用于新的电厂或者 (b) 项不适用的电厂。  这些数据只能用于液态燃料并且基于存档完好、来源可靠的前提 (诸如国家能源平衡)	(d) IPCC2006 版国家 GHG 清单第二卷 (能源) 第一章表 1.4 所指出的置信区间下限为 95% 时的 IPCC 缺省值	用于新电厂或者 (c) 不适用的电厂。
数据来源	使用数据来源的条件										
(a) 燃料提供方在票据中给出的值	现有自备电厂的首选数据										
(b) 项目参与方测量	如果(a)项数据没有,则该项应用于现有自备电厂。										
(c) 区域或国家默认值	应用于新的电厂或者 (b) 项不适用的电厂。  这些数据只能用于液态燃料并且基于存档完好、来源可靠的前提 (诸如国家能源平衡)										
(d) IPCC2006 版国家 GHG 清单第二卷 (能源) 第一章表 1.4 所指出的置信区间下限为 95% 时的 IPCC 缺省值	用于新电厂或者 (c) 不适用的电厂。										
测量步骤 (如果有):	对于(a)和(b):测量必须根据国家或国际燃料标准进行。										
评论:	对于(a): 如果燃料提供方在票据上提供了净热值和二氧化碳排放因子,且这两个值是对该燃料测量所得,那么应该使用。如果该二氧化碳因子使用了其他来源,或没有提供二氧化碳排放因子,则使用选项(b)、(c)或(d)。										

数据/参数:	$\eta_{BL}$
单位:	百分比
描述:	基准线技术的能量效率
数据来源:	对于现有自备电厂，使用最新版“热能或电能生产系统的基准线效率确定工具”。该工具用来确定一个恒定效率而不是负荷效率方程。对于新的电厂，则使用在最优运营条件下制造商所提供的基准技术的最大效率。
测量步骤 (如果有):	-
评论:	-

数据/参数:	$GWP_{CH4}$
单位:	吨 CO <sub>2</sub> e/吨 CH <sub>4</sub>
描述:	甲烷的全球变暖潜势
数据来源:	依据政府间气候变化专门委员会第四次评估报告取值为 25。
测量步骤 (如果有):	-
评论:	-

数据/参数:	$EF_{NG,upstream,CH4}$
单位:	吨 CH <sub>4</sub> /GJ
描述:	生产、传输、分配天然气或液化天然气的液化、传输、再气化以及压缩至天然气传输或分配系统过程中的天然气散逸甲烷排放因子。
数据来源:	如果生产、传输、分配天然气或液化天然气的液化、传输、再气化以及压缩至天然气传输或分配系统过程中存在有关散逸甲烷排放的可靠并且精确的国家数据,项目参与方应使用这些数据通过甲烷排放总量分别除以燃料生产量和供给量来确定平均排放因子。如果无法应用这些数据,则项目参与方应使用本方法学表 2 中的默认值。
测量步骤 (如果有):	-
评论:	-

数据/参数:	$EF_{k,upstream,CH4}$
单位:	吨 CH <sub>4</sub> /GJ
描述:	第 $k$ 种燃料 (燃煤或燃油) 生产过程中的散逸甲烷排放因子。
数据来源:	如果生产、传输、分配天然气或液化天然气的液化、传输、再气化以及压缩至天然气传输或分配系统过程中存在有关散逸甲烷排放的可靠且精确的国家数据,项目参与方应使用这些数据通过甲烷排放总量分别除以燃料的生产量和供给量来确定平均排放因子。如果无法应用这些数据,则项目参与方应使用基准方法学中表格 2 种的默认值。
测量步骤 (如果有):	-
评论:	-



数据/参数:	$EF_{CO_2,upstream,LNG}$
单位:	吨 CO <sub>2</sub> e/GJ
描述:	液化、传输、再气化以及压缩液化天然气于天然气传输或分配体系统所需的燃料燃烧/电量消耗导致的二氧化碳排放因子。
数据来源:	如果存在液化、传输、再气化以及压缩液化天然气于天然气传输或分配体系统过程中产生的燃料燃烧/电量消耗导致的二氧化碳排放相关的可靠、精确的国家数据，项目参与方应采用这些数据决定平均排放因子。如果无法应用这些数据，项目参与方应采用默认值 6 吨 CO <sub>2</sub> e/TJ 作为粗略近似值。
测量步骤 (如果有):	-
评论:	-

数据/参数:	$r_{CO_2}$
单位:	百分比
描述:	原始天然气中二氧化碳的体积浓度。
数据来源:	官方、政府或公共的研究；公共数据库；或应用天然气加工厂的书面报表，包括项目活动所用天然气的对应气田里原始气体的平均化学组分。
测量步骤 (如果有):	-
评论:	-

数据/参数:	$\rho_{CO_2}$
单位:	吨/立方米
描述:	标准条件下二氧化碳气体的密度
数据来源:	标准条件下默认值为 0.001978 吨 CO <sub>2</sub> /立方米
测量步骤 (如果有):	-
评论:	-

### 三、 监测方法学

#### 1. 一般监测规则

在项目设计文件中描述并说明所有监测程序，包括测量工具的种类、监测职责以及质量保证和控制等。如果方法学中提供多种选择（如:使用默认值或现场监测），则必须阐明所选的选项。所有的测量表和测量工具都应按照行业实践定期校对。

所有收集到监测数据都应进行电子记录存档并且在计入期结束后保存至少两年。如果没有在下列表格“评论”中特别指出，所有数据都应该监测。

此外，也要执行本方法学采用的各工具中的监测要求，因此  $FC_{NG,y}$  和  $NCV_{NG,y}$  应该通过“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算工具”来确定， $j$ ,  $i$ ,  $FF_{j,k,y}$ ,  $FF_{i,k,y}$ ,  $NCV_{j,k,y}$ ,  $NCV_{i,k,y}$ ,  $EG_{j,y}$ ,  $EG_{i,y}$  应通过“电力系统排放因子计算工具”来确定。

## 2. 监测数据和参数

数据 /参数:	$EG_{PJ,y}$
单位:	MWh
描述:	第 y 年项目活动电厂向电网或用电设施提供的电力
数据来源:	现场测量
监测程序 (如有):	采用电量计量表, 计量表安装在电量上网连接点; 或安装在用电设施的电力接入处
监测频率:	连续的, 至少每年加总
QA/QC 程序:	根据售电结算单校对测量结果
评论:	-