

附件 6

温室气体自愿减排项目方法学 陆上气田试气放喷气回收利用 (CCER—XX—XXX—V01)

(征求意见稿)

1 引言

陆上气田试气放喷气回收利用项目是将直接燃烧的陆上气田试气放喷气回收并利用，减少温室气体排放的同时实现资源回收利用，对于推动国家甲烷回收利用及减少二氧化碳排放具有积极作用。本方法学属于燃料（固体、石油和天然气）逸散性排放领域方法学。符合条件的陆上气田试气放喷气回收利用项目可以按照本文件要求，设计和审定温室气体自愿减排项目，以及核算和核查温室气体自愿减排项目的减排量。

2 适用条件

本文件适用于陆上气田试气放喷气回收利用项目，必须满足以下条件：

- a) 适用于常规天然气井、页岩气井和致密气井的试气放喷阶段，不包括煤层气井的试气放喷阶段；
- b) 将试气放喷气回收处理成管输天然气、压缩天然气、液化天然气产品；
- c) 项目监测数据应与全国碳市场管理平台（<https://www.cets.org.cn>）联网，减排量产生于项目相关监测数据联网（完成联网试运行）之后；
- d) 项目应符合法律、法规要求，符合行业发展政策。

3 引用文件

本文件引用了下列文件或其中的条款。凡是注明日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是未注日期的引用文件，其有效版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 17167	用能单位能源计量器具配备和管理通则
GB/T 7723	固定式电子衡器
GB/T 11062	天然气 发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法
GB/T 18603	天然气计量系统技术要求
GB/T 21446	用标准孔板流量计测量天然气流量
GB/T 32151.16	碳排放核算与报告要求 第 16 部分：石油天然气生产企业

GB/T 36126	汽车用液化天然气加气机
GB/T 45149	基于项目的温室气体减排量评估技术规范 生物质发电及热电联产项目
SY/T 5398	石油天然气交接计量站计量器具配备规范
JJG 313	测量用电流互感器
JJG 314	测量用电压互感器
JJG 539	数字指示秤
JJG 596	电子式交流电能表
JJG 640	差压式流量计
JJG 1030	超声流量计
JJG 1037	涡轮流量计
JJG 1118	电子汽车衡（衡器载荷测量仪法）
JJG 1121	旋进漩涡流量计
JJG 1165	三相组合互感器
DL/T 448	电能计量装置技术管理规程
DL/T 825	电能计量装置安装接线规则

4 术语与定义

GB/T 8423.3、SY/T 6986.3、SY/T 6293 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

4.1

试气放喷气 gas test blow off gas

天然气井口压裂完成后，从排液阶段开始，到连续 8 小时内井口压力、产气量、排液量稳定，波动不超过 10%之前的气体。常规天然气井回收时间不超过 10 天，致密气井和页岩气井回收时间不超过 30 天。

[来源：SY/T 6293—2021，8.3.1，有修改]

4.2

管输天然气 pipeline natural gas

经过净化处理后，达到产品质量标准的、通过管道输送的天然气。

[来源：GB/T 8423.3—2018，2.1.13，有修改]

4.3

压缩天然气 compressed natural gas; CNG

压缩到压力大于或等于 10MPa 且不大于 25MPa 的气态天然气。

[来源：GB/T 8423.3—2018，2.1.15]

4.4

液化天然气 liquefied natural gas; LNG

主要由甲烷组成，可能含有少量的乙烷、丙烷、丁烷、氮或通常存在于天然气中的其他组分的一种无色低温液态流体。

[来源：GB/T 8423.3—2018，2.1.14]

4.5

回收产品 recycled products

气田生产过程中回收的管输天然气、压缩天然气及液化天然气。

4.6

净化系统 purification system

对适用于本文件的陆上气田试气放喷气进行脱硫（碳）、脱水，以及对产出的酸气和废水进行处理的系统。

[来源：GB 39728—2020，3.6，有修改]

4.7

输送系统 transfer system

由输送管线/车载及其配套设施组成，用于运输、外销回收产品的系统。

[来源：SY/T 6986.3—2016，3.11，有修改]

4.8

直接燃烧 direct combustion

陆上气田开发过程中，针对试气放喷气的一种末端处置工艺，具体指将试气放喷阶段中产出的试气放喷气通过专用管线引至放喷池，点火燃烧直接排放到大气的过程。

5 项目边界、计入期和温室气体排放源

5.1 项目边界

陆上气田试气放喷气回收利用项目边界包括净化系统、CNG 生产装置、LNG 生产装置、天然气增压装置、输送及配套系统。如图 1 所示。

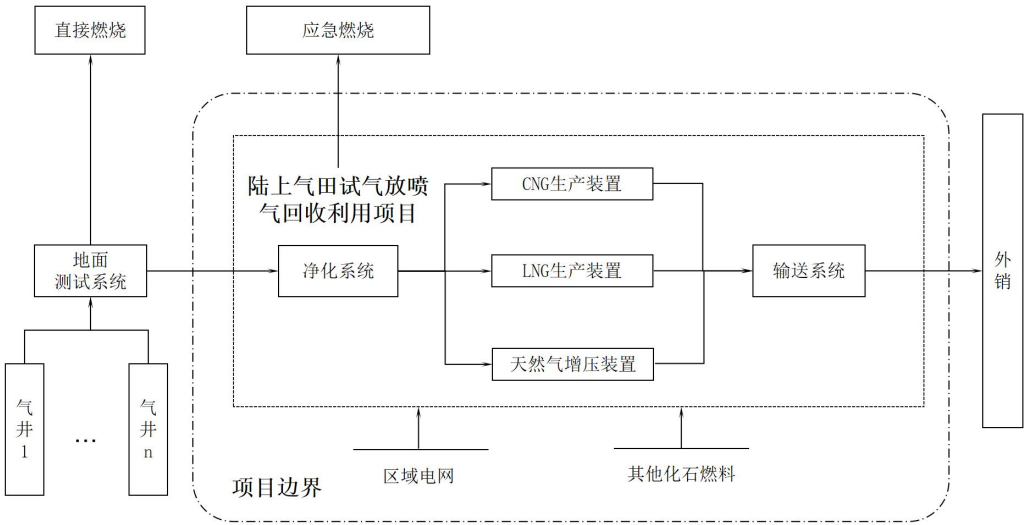


图 1 项目边界图

5.2 项目计入期

5.2.1 项目寿命期限的开始时间应为整个项目区域内第一口井实施试气放喷气回收开始。项目寿命期限的结束时间为项目区域内最后一口井实施试气放喷气回收结束。

5.2.2 项目计入期为可申请项目减排量登记的时间期限，项目减排量的产生时间开始，最长不超过 10 年。项目计入期须在项目寿命期限范围之内。

5.3 温室气体排放源

陆上气田试气放喷气回收利用项目边界内选择不选择的温室气体种类以及排放源如表 1 所示。

表 1 项目边界内选择不选择的温室气体种类以及排放源

温室气体排放源		温室气体种类	是否选择	理由
基准线情景	陆上气田试气放喷气直接燃烧产生的排放	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	次要排放源，按照保守性原则不计此项
		N ₂ O	否	次要排放源，按照保守性原则不计此项
项目情景	项目净化系统、生产装置外购电量产生的排放	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	次要排放源，忽略不计
		N ₂ O	否	次要排放源，忽略不计
	项目净化系统、生产装置外购化石燃料产生的排放	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	次要排放源，忽略不计
		N ₂ O	否	次要排放源，忽略不计
	输送及配套系统使用化石燃料产生的排放	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	次要排放源，忽略不计
		N ₂ O	否	次要排放源，忽略不计
	应急排放	CO ₂	否	主要排放源，排放点在回收产品计量点之前，不在计算边界内，忽略不计
		CH ₄	否	次要排放源，排放点在回收产品计量点之前，不在计算边界内，忽略不计
		N ₂ O	否	

6 减排量核算方法学

6.1 基准线情景识别

本文件规定的陆上气田试气放喷气回收利用项目基准线情景为：陆上气田试气放喷气在井场放喷池直接燃烧。

6.2 额外性论证

陆上气田试气放喷气回收利用项目因试气放喷气点多面广，气量和压力变化范围大，放喷气携带大量砂、酸及返排液，导致项目实施成本和设备后期运维成本高，普遍存在投资障碍。符合本文件适用条件的项目，其额外性免于论证。

6.3 基准线排放量计算

基准线情景下陆上气田试气放喷气直接燃烧排放的热值、单位热值含碳量等数据在实际情况下无法直接获取，因此根据产品数据回溯计算。基准线排放量根据不同产品类型，按照公式（1）计算：

$$BE_y = BE_{GP,y} + BE_{LNG,y} \quad (1)$$

式中：

- BE_y —— 第 y 年的项目基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
- $BE_{GP,y}$ —— 第 y 年项目气态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
- $BE_{LNG,y}$ —— 第 y 年项目液态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）。

当回收产品类型为管输天然气或者 CNG 时，第 y 年项目气态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{GP,y}$ 按照公式（2）计算：

$$BE_{GP,y} = \sum_i \sum_h (V_{i,h,y} \times NCV_{GP,h} \times EF_{CO_2,gas}) \quad (2)$$

式中：

- $BE_{GP,y}$ —— 第 y 年项目气态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
- $V_{i,h,y}$ —— 第 y 年 第 i 个井口的第 h 种气态天然气回收产品在标准参比条件下（20℃，1 个大气压）的体积，单位为万标准立方米（10⁴Nm³）；
- $NCV_{GP,h}$ —— 第 h 种气态天然气的低位发热量，单位为吉焦每万标准立方米（GJ/10⁴Nm³）；
- $EF_{CO_2,gas}$ —— 天然气燃烧的 CO₂ 排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦（tCO₂/GJ）；
- i —— 第 i 井口编号， $i=1,2,3,\dots$ ；
- h —— 气态天然气的种类，管输天然气或 CNG。

当回收产品类型为 LNG 时，第 y 年项目液态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{LNG,y}$ 按照公式（3）计算：

$$BE_{LNG,y} = \sum_i (M_{i,y} \times NCV_{LNG} \times EF_{CO_2,LNG}) \quad (3)$$

式中：

- $BE_{LNG,y}$ —— 第 y 年项目液态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量，单位为吨

二氧化碳 (tCO₂);

$M_{i,y}$ —— 第 y 年第 i 个井口的液态天然气回收产品的总质量, 单位为吨 (t);

NCV_{LNG} —— 液化天然气的低位发热量, 单位为吉焦每吨 (GJ/t);

$EF_{CO_2,LNG}$ —— 液化天然气燃烧的 CO₂ 排放因子, 单位吨二氧化碳每吉焦 (tCO₂/GJ)。

6.4 项目排放量计算

项目排放量 PE_y 按照公式 (4) 计算:

$$PE_y = PE_{FC,y} + PE_{ME,y} + PE_{tran,y} \quad (4)$$

式中:

PE_y —— 第 y 年的项目排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO₂);

$PE_{FC,y}$ —— 第 y 年项目消耗的外购化石燃料产生的排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO₂);

$PE_{ME,y}$ —— 第 y 年项目消耗所在区域电网电量产生的排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO₂);

$PE_{tran,y}$ —— 第 y 年项目运输回收产品产生的排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO₂)。

第 y 年项目消耗的外购化石燃料产生的排放量 $PE_{FC,y}$ 按照公式 (5) 计算:

$$PE_{FC,y} = \sum_j (FC_{j,y} \times NCV_j \times EF_{C,j} \times OF_j \times \frac{44}{12}) \quad (5)$$

式中:

$PE_{FC,y}$ —— 第 y 年项目消耗的外购化石燃料产生的排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO₂);

$FC_{j,y}$ —— 第 y 年项目消耗的第 j 种外购化石燃料的质量或标准参比条件下 (20℃, 1 个大气压) 的体积, 单位为吨或万标准立方米 (t 或 10⁴Nm³);

NCV_j —— 项目消耗的第 j 种外购化石燃料的低位发热量, 单位为吉焦每吨或吉焦每万标准立方米 (GJ/t 或 GJ/10⁴Nm³);

$EF_{C,j}$ —— 项目消耗的第 j 种外购化石燃料的单位热值含碳量, 单位为吨碳每吉焦 (tC/GJ);

OF_j —— 项目消耗的第 j 种外购化石燃料的碳氧化率, 单位为百分比 (%);

$\frac{44}{12}$ —— 二氧化碳与碳的相对分子质量之比;

j —— 项目消耗外购的第 j 种化石燃料, $j=1, 2, 3, \dots$ 。

第 y 年项目消耗所在区域电网电量产生的排放量 $PE_{ME,y}$ 按照公式 (6) 计算:

$$PE_{ME,y} = CONS_{grid,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad (6)$$

式中：

- $PE_{ME,y}$ —— 第 y 年项目消耗所在区域电网电量产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；
- $CONS_{grid,y}$ —— 第 y 年项目消耗所在区域电网电量，单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）；
- $EF_{grid,CM,y}$ —— 第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（ $tCO_2/MW \cdot h$ ）。

第 y 年项目消耗所在区域电网电量 $CONS_{grid,y}$ 按照公式（7）计算：

$$CONS_{grid,y} = CONS_{ELEC,y} / (1 - TDL_y) \quad (7)$$

式中：

- $CONS_{ELEC,y}$ —— 第 y 年项目消耗的下网电量，单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）；
- TDL_y —— 第 y 年项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率，单位为百分比（%）。

第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$ 按照公式（8）计算：

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times \omega_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times \omega_{BM} \quad (8)$$

式中：

- $EF_{grid,OM,y}$ —— 第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（ $tCO_2/MW \cdot h$ ）；
- $EF_{grid,BM,y}$ —— 第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（ $tCO_2/MW \cdot h$ ）；
- ω_{OM} —— 电量边际排放因子的权重；
- ω_{BM} —— 容量边际排放因子的权重。

第 y 年项目运输回收产品产生的排放 $PE_{tran,y}$ 按照公式（9）计算：

$$PE_{tran,y} = \sum_f (D_{f,y} \times FR_{f,y} \times EF_{CO_2,f} \times 10^{-6}) \quad (9)$$

式中：

- $PE_{tran,y}$ —— 第 y 年项目运输回收产品产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；
- $D_{f,y}$ —— 第 y 年运输车辆 f 的往返运输距离，单位为千米（ km ）；
- $FR_{f,y}$ —— 第 y 年运输车辆 f 运输回收产品的总质量，单位为吨（ t ）；
- $EF_{CO_2,f}$ —— 运输车辆 f 的 CO_2 平均排放因子，单位为克二氧化碳每吨每千米（ $gCO_2/(t \cdot km)$ ）；
- f —— 第 f 辆运输车辆， $f=1, 2, 3, \dots$ 。

6.5 项目泄漏计算

陆上气田试气放喷气回收利用项目有可能导致试气放喷气回收处理设备在生产和运输等环节中使用化石燃料等情形，但由于该设备为一次投入并可持续使用，有可能导致上游部门在加工、运输等环节中使用化石燃料等情形，与项目减排量相比，其泄漏较小，忽略不计。项目回收的产品为管输天然气、压缩天然气、液化天然气，最终去向为燃烧或作为化工原料，不会因处置带来项目泄漏。

6.6 项目减排量核算

项目减排量按照公式（10）核算：

$$ER_y = BE_y - PE_y$$
 (10)

式中：

- ER_y —— 第 y 年的项目减排量，单位吨二氧化碳（tCO₂）；
- BE_y —— 第 y 年的项目基准线排放量，单位吨二氧化碳（tCO₂）；
- PE_y —— 第 y 年的项目排放量，单位吨二氧化碳（tCO₂）。

7 监测方法学

7.1 项目设计阶段确定的参数和数据

项目设计阶段需确定的参数和数据的技术内容和确定方法见表 2—表 11。

表 2 $NCV_{GP,h}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$NCV_{GP,h}$
应用的公式编号	公式（2）
数据描述	第 h 种气态天然气的低位发热量
数据单位	GJ/10 ⁴ Nm ³
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 表 C.1 中化石燃料的缺省值，参见附录 B
数值	389.31
数据用途	用于计算第 y 年项目气态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{GP,y}$

表 3 $EF_{CO_2,gas}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{CO_2,gas}$
应用的公式编号	公式（2）

数据描述	天然气燃烧的 CO ₂ 排放因子		
数据单位	tCO ₂ /GJ		
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中规定的程序和下表数据计算获得：		
	单位	值	来源
	天然气的单位热值含碳量	15.3×10 ⁻³ tC/GJ	GB/T 32151.16：表 C.1
	天然气燃烧的碳氧化率	99%	GB/T 32151.16：表 C.1
	二氧化碳与碳的相对分子质量之比	$\frac{44}{12}$	-
数值	0.05554		
数据用途	用于计算第 y 年项目气态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{GP,y}$		

表 4 NCV_{LNG} 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	NCV_{LNG}
应用的公式编号	公式（3）
数据描述	液化天然气的低位发热量
数据单位	GJ/t
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 表 C.1 中化石燃料的缺省值，参见附录 B
数值	51.498
数据用途	用于计算第 y 年项目液态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{LNG,y}$

表 5 $EF_{CO_2,LNG}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{CO_2,LNG}$		
应用的公式编号	公式（3）		
数据描述	液化天然气燃烧的 CO ₂ 排放因子		
数据单位	tCO ₂ /GJ		
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中规定的程序和下表数据计算获得：		
	单位	值	来源
	液化天然气的单位热值含碳量	15.3×10 ⁻³ tC/GJ	GB/T32151.16：表 C.1
	液化天然气燃烧的碳氧化率	98%	GB/T32151.16：表 C.1
	二氧化碳与碳的相对分子质量之比	$\frac{44}{12}$	-
数值	0.05498		
数据用途	用于计算第 y 年项目液态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{LNG,y}$		

表 6 NCV_j 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	NCV_j
应用的公式编号	公式（5）

数据描述	项目消耗第 j 种外购化石燃料的低位发热量																	
数据单位	GJ/10 ⁴ Nm ³ 或 GJ/t																	
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 表 C.1 中化石燃料的缺省值，参见附录 B																	
数值	<table><tr><td>类别</td><td>值</td><td>来源</td></tr><tr><td>天然气燃烧的低位发热量</td><td>389.31GJ/10⁴Nm³</td><td>GB/T 32151.16: 表 C.1</td></tr><tr><td>汽油燃烧的低位发热量</td><td>43.070GJ/t</td><td>GB/T 32151.16: 表 C.1</td></tr><tr><td>液化石油气燃烧的低位发热量</td><td>50.179GJ/t</td><td>GB/T 32151.16: 表 C.1</td></tr><tr><td>柴油燃烧的低位发热量</td><td>42.652GJ/t</td><td>GB/T 32151.16: 表 C.1</td></tr></table>			类别	值	来源	天然气燃烧的低位发热量	389.31GJ/10 ⁴ Nm ³	GB/T 32151.16: 表 C.1	汽油燃烧的低位发热量	43.070GJ/t	GB/T 32151.16: 表 C.1	液化石油气燃烧的低位发热量	50.179GJ/t	GB/T 32151.16: 表 C.1	柴油燃烧的低位发热量	42.652GJ/t	GB/T 32151.16: 表 C.1
	类别	值	来源															
	天然气燃烧的低位发热量	389.31GJ/10 ⁴ Nm ³	GB/T 32151.16: 表 C.1															
	汽油燃烧的低位发热量	43.070GJ/t	GB/T 32151.16: 表 C.1															
	液化石油气燃烧的低位发热量	50.179GJ/t	GB/T 32151.16: 表 C.1															
柴油燃烧的低位发热量	42.652GJ/t	GB/T 32151.16: 表 C.1																
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗的外购化石燃料产生的项目排放量 $PE_{FC,y}$																	

表 7 $EF_{C,j}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	EF_{Cj}		
应用的公式编号	公式（5）		
数据描述	项目消耗第 j 种外购化石燃料的单位热值含碳量		
数据单位	tC/GJ		
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 表 C.1 中化石燃料的缺省值，参见附录 B		
数值	类别	值	来源
	天然气的单位热值含碳量	$15.3\times 10^{-3}\text{tC/GJ}$	GB/T 32151.16：表 C.1
	液化天然气的单位热值含碳量	$15.3\times 10^{-3}\text{tC/GJ}$	GB/T 32151.16：表 C.1
	汽油的单位热值含碳量	$18.9\times 10^{-3}\text{tC/GJ}$	GB/T 32151.16：表 C.1
	柴油的单位热值含碳量	$20.2\times 10^{-3}\text{tC/GJ}$	GB/T 32151.16：表 C.1
数据用途	用于计算第 y 年消耗的外购化石燃料产生的排放量 $PE_{FC,y}$		

表 8 OF_j 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	OF_j																	
应用的公式编号	公式（5）																	
数据描述	项目消耗第 j 种外购化石燃料燃烧的碳氧化率																	
数据单位	%																	
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 表 C.1 中化石燃料的缺省值，参见附录 B																	
数值	<table><tr><td>类别</td><td>值</td><td>来源</td></tr><tr><td>天然气燃烧的碳氧化率</td><td>99%</td><td>GB/T 32151.16: 表 C.1</td></tr><tr><td>汽油燃烧的碳氧化率</td><td>98%</td><td>GB/T 32151.16: 表 C.1</td></tr><tr><td>液化石油气燃烧的碳氧化率</td><td>98%</td><td>GB/T 32151.16: 表 C.1</td></tr><tr><td>柴油燃烧的碳氧化率</td><td>98%</td><td>GB/T 32151.16: 表 C.1</td></tr></table>			类别	值	来源	天然气燃烧的碳氧化率	99%	GB/T 32151.16: 表 C.1	汽油燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1	液化石油气燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1	柴油燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1
	类别	值	来源															
	天然气燃烧的碳氧化率	99%	GB/T 32151.16: 表 C.1															
	汽油燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1															
	液化石油气燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1															
柴油燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1																
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗的外购化石燃料产生的排放量 $PE_{FC,y}$																	

表 9 ω_{OM} 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	ω_{OM}
应用的公式编号	公式（8）
数据描述	电量边际排放因子的权重
数据单位	无量纲
数据来源	默认值
数值	0.5
数据用途	用于计算第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 10 ω_{BM} 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	ω_{BM}
应用的公式编号	公式（8）
数据描述	容量边际排放因子的权重
数据单位	无量纲
数据来源	默认值
数值	0.5
数据用途	用于计算第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 11 $EF_{CO_2,f}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{CO_2,f}$
应用的公式编号	公式（9）
数据描述	运输车辆 f 的 CO_2 平均排放因子
数据单位	克二氧化碳每吨每千米 ($gCO_2/(t \cdot km)$)
数据来源	默认值, 参考 GB/T 45149 表 F.4 中运输车辆的 CO_2 平均排放因子
数值	245
数据用途	用于计算第 y 年项目运输回收产品产生的排放量 $PE_{tran,y}$

7.2 项目实施阶段需监测和确定的参数和数据

项目实施阶段需监测和确定的参数和数据的技术内容和确定方法见表 12—表 20, 计量仪表安装点位等相关要求如图 2 所示。

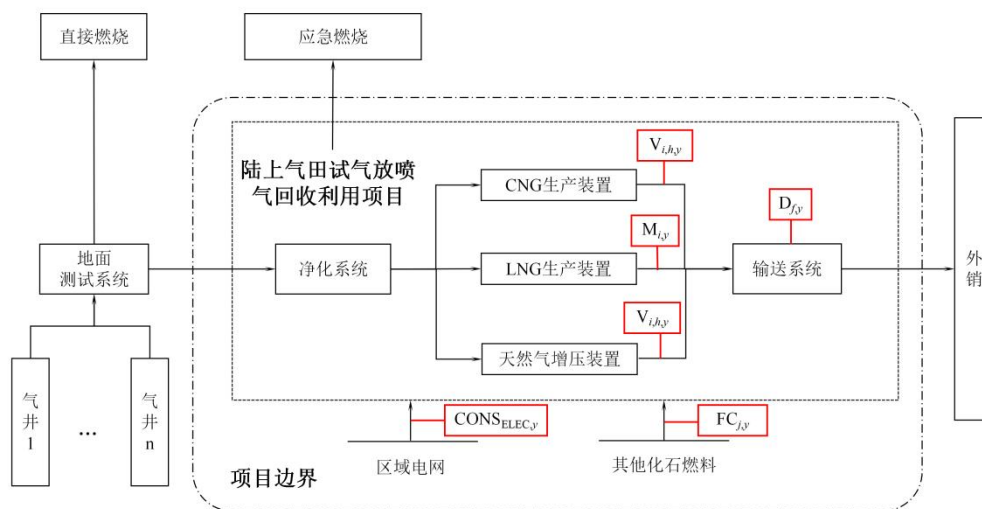


图 2 项目监测点布置示意图

表 12 $V_{i,h,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$V_{i,h,y}$
应用的公式编号	公式 (2)
数据描述	第 y 年第 i 个井口的第 h 种气态天然气回收产品在标准参比条件下 (20℃, 1 个大气压) 的体积
数据单位	10^4Nm^3
数据来源	使用气体流量计监测获得。在项目设计阶段估算减排量时, 采用可行性研究报告预估数据
监测点要求	按照 GB/T 18603 7.2、GB/T 21446 5 安装要求进行安装, 当回收产品为 CNG 时, 监测仪表安装在 CNG 贸易交接计量处; 当回收产品为管输天然气时, 监测仪表安装在管道天然气外输计量交接处
监测仪表要求	按照 GB 17167 4.4.3 要求, 最大允许误差要求不超过 $\pm 1.5\%$ 。气体流量计应具备温度压力补偿装置, 且可以将监测数据自动换算为标准参比条件下 (20℃, 1 个大气压) 的体积流量
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	连续监测, 监测原始数据每秒接入项目监测储存系统。每日 24 点整记录当日总体积, 数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 640 7.5、JJG 1037 7.4、JJG 1121 7.4、JJG 1030 7.4 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内, 且每年对监测仪表进行维护和校准。流量计读数记录与贸易结算数据进行交叉核对, 以确保数据记录的准确性和完整性
数据用途	用于计算第 y 年项目气态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{GP,y}$

表 13 $M_{i,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$M_{i,y}$
应用的公式编号	公式（3）
数据描述	第 y 年第 i 井口的液态天然气回收产品的总质量
数据单位	t
数据来源	使用电子汽车衡（地磅）监测获得。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据
监测点要求	按照 GB/T 7723 6.1.2 安装要求安装在 LNG 贸易交接计量处
监测仪表要求	按照 GB/T 7723 5.1 要求，准确度不低于Ⅲ级
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	每次计量，每次记录，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 539 7.7、JJG1118 7.7 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。电子汽车衡（地磅）应在检定有效期内，且每年对电子汽车衡进行维护和校准。电子汽车衡（地磅）读数记录与贸易结算凭证进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性
数据用途	用于计算第 y 年项目液态天然气回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{LNG,y}$

表 14 $FC_{j,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$FC_{j,y}$
应用的公式编号	公式（5）
数据描述	第 y 年项目消耗的第 j 种外购化石燃料的质量或标准参比条件下（20℃，1 个大气压）的体积
数据单位	t 或 10^4Nm^3
数据来源	使用流量计等计量装置监测获得。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据
监测点要求	按照 GB/T 18603 7.2、GB/T 21446 5 的安装要求安装在项目化石燃料消耗总管输入端
监测仪表要求	按照 GB 17167 4.4.3 要求，气体流量表最大允许误差要求 $\pm 1.5\%$ ，液体流量表成品油最大允许误差要求 $\pm 0.5\%$ 。气体流量计应具备温度压力补偿装置，且自动换算成 20℃，1 个大气压下的体积流量
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	连续监测，监测原始数据每秒接入项目监测储存系统。每日 24 点整记录当日消耗量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 640 7.5、JJG 1037 7.4、JJG 1121 7.4、JJG 1030 7.4 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行维护和校准。流量计读数记录与化石燃料购买凭证进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗的外购化石燃料产生的排放量 $PE_{FC,y}$

表 15 $CONS_{ELEC,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$CONS_{ELEC,y}$
应用的公式编号	公式 (7)
数据描述	第 y 年项目消耗的下网电量
数据单位	MW·h
数据来源	使用电能表监测获得。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据
监测点要求	采用在购售电协议中明确的下网计量点电能表进行监测，参照 DL/T 825 6 安装要求进行安装
监测仪表要求	按照 DL/T448 6.2 要求，I 类用户为 0.2S 级，II、III 类用户为 0.5S 级，IV 类用户为 1 级，V 类用户为 2.0 级
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	连续监测，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每日 24 点整记录项目消耗电量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 313 5.5、JJG 314 5.5、JJG 596 6.6 和 JJG 1165 6.4 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗所在区域电网电量 $CONS_{grid,y}$

表 16 TDL_y 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	TDL_y
应用的公式编号	公式 (7)
数据描述	第 y 年的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率
数据单位	%
数据来源	采用《电力工业统计资料汇编》公布的第 y 年项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率。在审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，尚未公布当年度数据的，采用第 y 年之前最近年份的可获得数据。在估算减排量时，采用最新的可获得数据
数值	/
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗所在区域电网电量 $CONS_{grid,y}$

表 17 $EF_{grid,OM,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{grid,OM,y}$
应用的公式编号	公式 (8)
数据描述	第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子
数据单位	tCO ₂ /MW·h

数据来源	采用生态环境部组织公布的第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子。在审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，尚未公布当年度数据的，采用第 y 年之前的最近年份的可获得数据。在估算减排量时，采用最新的可获得数据
数据用途	用于计算第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{\text{grid,CM},y}$

表 18 $EF_{\text{grid,BM},y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{\text{grid,BM},y}$
应用的公式编号	公式（8）
数据描述	第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子
数据单位	tCO ₂ /MW·h
数据来源	采用生态环境部组织公布的第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子。在审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，尚未公布当年度数据的，采用第 y 年之前的最近年份的可获得数据。在估算减排量时，采用最新的可获得数据
数据用途	用于计算第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{\text{grid,CM},y}$

表 19 $D_{f,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$D_{f,y}$
应用的公式编号	公式（9）
数据描述	第 y 年运输车辆 f 的往返运输距离
数据单位	km
数据来源	采用电子运单系统、BDS（北斗卫星导航系统）等方式记录
监测频次与记录要求	每车次监测，每车次记录，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	将运输距离数据与产品运输交接记录进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性
数据用途	计算第 y 年项目运输回收产品产生的排放量 $PE_{\text{tran},y}$

表 20 $FR_{f,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$FR_{f,y}$
应用的公式编号	公式（9）
数据描述	第 y 年运输车辆 f 运输回收产品的总质量
数据单位	t
数据来源	对于 LNG，使用电子汽车衡（地磅）进行监测获得。以体积计量的 CNG，采用流量乘以标准参比条件下（20℃，1 个大气压）天然气的密度计算得出质量。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据
监测点要求	监测仪表安装在贸易交接计量处

监测仪表要求	按照 GB 17167 4.4.3 要求，气体流量表最大允许误差不超过±1.5%。气体流量计应具备温度压力补偿装置，且可以将监测数据自动换算成标准参比条件下（20℃，1 个大气压）的体积流量。按照 GB/T 7723 5.1 要求，电子汽车衡（地磅）准确度不低于Ⅲ级。监测仪表及配套计量系统的选择、安装应符合 GB/T 18603 7.2 要求
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	每次计量，每次记录，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 640 7.5、JJG 1037 7.4、JJG 1121 7.4、JJG 1030 7.4、JJG 539 7.7、JJG1118 7.7 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表。监测仪表读数记录与回收产品贸易结算单进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性
数据用途	计算第 y 年项目运输回收产品产生的排放量 $PE_{\text{tran},y}$

7.3 项目实施及监测的数据管理要求

7.3.1 一般要求

项目业主应采取以下措施，确保监测参数和数据的质量：

- a) 遵循项目设计阶段确定的数据监测程序与方法要求，制定详细的监测方案；
- b) 建立可信且透明的内部管理制度和质量保障体系；
- c) 明确负责部门及其职责、具体工作要求、数据管理程序、工作时间节点等；
- d) 指定专职人员负责回收产品体积、回收产品质量、下网电量、外购化石燃料消耗量、产品运输距离、产品运输质量等数据的监测、收集、记录和交叉核对。

7.3.2 计量装置的检定、校准要求

7.3.2.1 项目使用的电能表在安装前应当由国家法定计量检定机构或获得计量授权的计量技术机构依据 JJG 313、JJG 314、JJG 596、JJG 1165 等相关规程的要求进行检定。在电能表使用期间，项目业主应委托具备中国合格评定国家认可委员会（CNAS）资质的第三方计量技术机构，按照国家现行有效的相关标准和规程的要求每年对电能表进行校准，并且出具报告。

7.3.2.2 项目使用的流量计在安装前应当由国家法定计量检定机构或获得计量授权的计量技术机构依据 JJG 640、JJG 1037、JJG 1121、JJG 1030 等国家相关规程的要求进行检定。在流量计使用期间，项目业主应委托具备 CNAS 资质的第三方计量技术机构，按照国家现行有效的相关标准和规范的要求每年对流量计进行校准，并且出具报告。

7.3.2.3 项目使用的电子汽车衡（地磅）在安装前应由国家法定计量检定机构或获得计量授权的计量技术机构依据 JJG 539、JJG 1118 等相关规程的要求进行检定。在电子汽车衡（地磅）使用期间，项目业主应委托具备 CNAS 资质的第三方计量技术机构，按照国家现行有效的相关标准和规范的要求每年对电子汽车衡（地磅）进行校准，并且出具报告。

7.3.2.4 已安装的流量计、电子汽车衡（地磅）、电能表等计量仪表发现以下情形时，项目业主应委托具备 CNAS 资质的第三方计量技术机构在 30 天内对计量仪表进行校准，必要时更换新的计

量仪表，以确保监测数据的准确性：

- a) 计量仪表的误差超出规定的准确度范围、最大允许误差要求；
- b) 零部件故障问题导致计量仪表不能正常使用。

7.3.3 数据管理与归档要求

7.3.3.1 对于收集到的监测数据，项目业主应建立数据、信息等原始凭证和台账管理制度，妥善保管监测数据、回收产品贸易结算单、电量结算凭证、化石燃料购买凭证、货物运输结算凭证、回收产品产量台账、电量和化石能源消耗台账、货物运输台账，以及计量装置的检定、校准相关报告和维护记录。台账应明确数据来源、数据获取时间及填报台账的相关责任人等信息。项目设计和实施阶段产生的所有数据、信息均应电子存档，并且应当在项目最后一期减排量登记后至少保存 10 年，确保相关数据可被追溯，且不可更改。

7.3.3.2 项目业主应建立数据内部审核制度，定期对监测数据进行审核，回收产品产量的监测记录应与回收产品贸易结算凭证进行交叉核对，电能表读数记录应与电量结算凭证或电网公司出具的电量证明进行交叉核对，化石燃料消耗量的监测记录应与化石燃料购买凭证进行交叉核对，产品运输距离监测记录与货物运输结算凭证、产品运输交接记录进行交叉核对，货物运输产品质量应与运输结算单进行交叉核对，确保数据记录的准确性、完整性符合要求。

7.3.4 数据精度控制与校正要求

电能表或者流量计等计量装置出现未校准、延迟校准或者准确度未达到规定要求时，应对该时间段内的数据进行保守性处理。回收产品产量、下网电量、外购化石燃料消耗量数据采用如下措施进行保守性处理：

- a) 回收产品产量的处理方式：
 - 及时校准，但准确度超过规定要求：计量结果 $\times$ （1-实际基本误差的绝对值）；
 - 未校准：计量结果 $\times$ （1-准确度等级对应的最大允许误差）；
 - 延迟校准：延迟的时间段内按未校准情形处理。
- b) 下网电量的处理方式：
 - 及时校准，但准确度超过规定要求：计量结果 $\times$ （1+实际基本误差的绝对值）；
 - 未校准：计量结果 $\times$ （1+准确度等级对应的最大允许误差）；
 - 延迟校准：延迟的时间段内按未校准情形处理。
- c) 外购化石燃料消耗量的处理方式：
 - 及时校准，但准确度超过规定要求：计量结果 $\times$ （1+实际基本误差的绝对值）；
 - 未校准：计量结果 $\times$ （1+准确度等级对应的最大允许误差）；
 - 延迟校准：延迟的时间段内按未校准情形处理。

7.3.5 数据联网要求

7.3.5.1 项目业主应在全国温室气体自愿减排注册登记系统及信息平台开始公示项目设计文件后，按照附录 A 的格式要求通过全国碳市场管理平台填报监测数据联网基础信息表，具体操作流程见全国温室气体自愿减排注册登记系统及信息平台办事指南栏目。

7.3.5.2 项目业主应建立项目监测数据储存系统，根据监测数据联网基础信息表中填报的监测频次与记录要求实时采集项目所涉计量仪表监测数据，监测数据储存系统中数据应至少存储 10 年。

7.3.5.3 项目监测数据储存系统中记录的计量仪表监测数据应与全国碳市场管理平台联网，具体联网要求如下：

a) 项目业主应在项目监测数据储存系统安装数据采集网关，数据采集网关在确保数据安全的前提下，对监测数据储存系统记录数据进行数据转发，具备断线缓存及监视管理功能；

b) 数据采集网关应具备如下能力：

——应支持分布式控制系统(DCS)、可编程逻辑控制器(PLC)、远程终端控制系统(RTU)等多种工业自动化系统通讯协议；

——应具备将上述多种通讯协议转换为消息队列遥测传输(MQTT)协议的能力；

——数据采集网关应至少具备 16GB 以上内存以及 1TB 以上存储；

——项目业主应为项目监测数据储存系统数据传输提供互联网宽带或 4G/5G 无线通信数据传输环境；

c) 项目监测数据储存系统数据应通过数据采集网关按监测频率要求保存，有条件时上传；

d) 项目业主应每天核对监测数据储存系统数据记录值与计量仪表监测值，如有数值偏差应及时修复；

e) 项目业主应每月对监测数据储存系统数据记录情况及采集网关数据传输情况进行核对，确保数据完整准确记录；

f) 联网期间应尽量避免因设备故障所引起的数据缺失和数据中断情况，若发生应及时修复并上传情况说明，故障期数据不予再次上传、不予计算减排量。若单口井试气放喷气回收期间监测数据缺失和中断 3 天，则该口井数据存疑，审定与核查机构需重点核查；

g) 项目监测数据储存系统数据联网试运行周期应不少于 1 个月，试运行期间应确保数据无中断。如发生中断，须重新进行联网试运行。

7.3.5.4 项目业主应留存监测各环节的原始记录、自动监测仪表运维记录等，各类原始记录内容应完整并有相关人员签字，应在项目最后一期减排量登记后至少保存 10 年。

7.3.5.5 项目业主应具有健全的自动监测仪表运行管理工作和质量管理制度。

7.3.5.6 项目业主应指定专职人员负责回收产品体积、回收产品质量、下网电量、外购化石燃料消耗量、产品运输距离、产品运输质量等数据的监测、收集、记录和交叉核对。

8 项目审定与核查要点

8.1 项目适用条件的审定与核查要点

8.1.1 审定与核查机构可通过查阅项目可行性研究报告、项目批复文件、工程设计文件、环境影响评价报告书（表）及其批复文件，以及现场走访查看项目设施，确认项目的真实性。

8.1.2 审定与核查机构可通过查阅环境影响评价报告书（表）及其批复文件、社会责任报告、环境社会与治理报告、可持续发展报告等，评估项目是否符合可持续发展要求、是否对可持续发展各方面产生不利影响。

8.2 项目边界的审定与核查要点

审定与核查机构可通过查阅项目可行性研究报告、项目批复文件、工程设计文件、环境影响评价报告书（表）及其批复文件等，以及现场走访、使用北斗卫星导航系统（BDS）、地理信息系统（GIS）等方式确定项目业主是否正确地描述了项目地理边界和拐点经纬度坐标、项目设备设施。

8.3 项目计入期的审定与核查要点

审定与核查机构可通过查阅项目区域内第一口井的试气放喷气回收开始的施工交接单、最后一口井的试气放喷气回收结束的施工交接单、试气放喷回收的工作日志等相关证据材料确定项目业主是否正确地描述了项目寿命期限和项目计入期。

8.4 项目监测计划的审定与核查要点

审定与核查机构通过查阅温室气体自愿减排项目设计文件、减排量核算报告、监测计量点位图、计量器具检定（校准）报告等相关证据材料，以及现场走访查看流量计、电能表、电子汽车衡（地磅）等计量仪表的安装位置、准确度、个数和监测数据，确定项目设计文件、监测计划、监测数据联网基础信息表描述的完整性、准确性，核实项目业主是否按照监测计划实施监测。

8.5 项目减排量核算的审定与核查要点

审定与核查机构通过查看全国碳市场管理平台联网监测数据及回收产品贸易结算单、电量结算凭证、化石燃料购买凭证、货物运输结算单等相关证明材料，交叉核对核算报告中计算的减排量，按照保守原则取值。通过查看工作日志、施工交接单等相关证明材料确认井口放喷时间。

8.6 项目审定与核查的抽样要求

8.6.1 审定与核查机构须对本文件要求的项目所有工程设计文件、第三方检测报告、电能表检定（校准）报告、流量计检定（校准）报告、电子汽车衡（地磅）检定（校准）报告、监测数据记录、管理制度及体系等文件全部进行审定与核查。

8.6.2 对于审定与核查涉及的回收产品体积、回收产品质量、下网电量、外购化石燃料消耗量、产品运输距离、产品运输质量等监测数据，审定与核查机构须对项目流量计、电能计量装置、电子汽车衡（地磅）及项目监测数据储存系统进行审定与核查。

8.6.3 在审定与核查的现场评审环节，若项目边界内涉及 5 口以下（含）气井，审定与核查机构应对所有气井及试气放喷回收开展现场走访；若项目边界内气井总数超过 5 口，审定与核查机构应制定抽样方案并按照抽样结果赴现场进行走访，抽样方案应遵循以下要求：

a) 抽样量为 $5 + \sqrt{I - 5}$ （ I 为项目边界内气井总数），数值向上取整；

b) 如果在现场走访中发现抽取的气井存在不符合本文件要求，审定与核查机构应加倍扩大抽样量，如果扩大抽样仍然存在不符合，则继续加倍扩大抽样量，直至抽取全部样本。

8.7 参数的审定与核查要点及方法

参数的审定与核查要点及方法见表 21。

表 21 参数的审定与核查要点及方法

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
1	第 y 年第 i 个井口的第 h 种气态天然气回收产品在标准参比条件下 (20°C , 1 个大气压) 的体积 ($V_{i,hy}$)	a) 查看项目可行性研究报告中可回收的试气放喷气气态产品总体积设计值; b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB/T 18603 7.2、GB/T 21446 5 的安装要求进行安装, 是否具备温度压力补偿装置, 且可以将监测数据自动换算为标准参比条件下 (20°C、1 个大气压) 的体积流量; ——当回收产品为管输天然气时, 流量计是否位于管输天然气外输计量交接处; 当回收产品为 CNG 时, 流量计是否位于 CNG 贸易交接计量处; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每日 24 点整记录当日总体积, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——体积数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅回收产品贸易结算单、回收产品产量台账, 与流量计监测数据进行交叉核对; b) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计是否在检定有效期内, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; c) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB/T 18603 7.2、GB/T 21446 5 要求安装, 是否具备温度压力补偿装置, 是否可以将监测数据自动换算为标准参比条件下 (20°C、1 个大气压) 的体积流量, 是否位于管输天然气外输计量交接处或者 CNG 贸易交接计量处; ——流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。
2	第 y 年第 i 个井口的液态天然气回收产品的总质量 ($M_{i,y}$)	a) 查看项目可行性研究报告中可回收的试气放喷气液态产品总质量设计值; b) 应现场查看以下内容: ——电子汽车衡 (地磅) 是否按照 GB/T 7723 6.1.2 的使用适用性要求进行安装, 是否位于贸易交接计量处; ——电子汽车衡 (地磅) 是否按照仪表设定频次开展监测, 是否每次计量、每次记录, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——质量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅回收产品贸易结算单、回收产品产量台账, 与电子汽车衡 (地磅) 读数记录进行交叉核对; b) 查阅设备检定、校准记录, 确认电子汽车衡 (地磅) 是否在检定有效期内, 确认电子汽车衡 (地磅) 的准确度不低于 III 级; c) 应现场查看以下内容: ——电子汽车衡 (地磅) 是否按照 GB/T 7723 6.1.2 的使用适用性要求进行安装, 是否位于贸易交接计量处; ——电子汽车衡 (地磅) 是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与计量系统读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
3	第 y 年项目消耗的第 j 种外购化石燃料的质量或标准参比条件下 (20°C , 1 个大气压) 的体积 ($FC_{j,y}$)	a) 查看项目可行性研究报告中化石燃料消耗量设计值; b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB/T 18603 7.2、GB/T 21446 5 的安装要求进行安装, 是否具备温度压力补偿装置, 是否可以将监测数据自动换算为标准参比条件下 (20°C、1 个大气压) 的体积流量, 是否位于项目化石燃料总管的输入端; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每日 24 点整记录当日燃料消耗量, 数据是否接入项目监测数据存储系统及全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——体积数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅化石燃料消耗量数据, 以及购买凭证, 与流量计监测数据进行交叉核对; b) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计是否在检定有效期内, 确认气体流量计最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$、液体流量表成品油最大允许误差不超过 $\pm 0.5\%$; c) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB/T 18603 7.2、GB/T 21446 5 的安装要求进行安装, 是否具备温度压力补偿装置, 是否可以将监测数据自动换算为标准参比条件下 (20°C、1 个大气压) 的体积流量, 是否位于项目化石燃料总管的输入端; ——流量计是否按照监测计划, 监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据存储系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。
4	第 y 年项目消耗的下网电量 ($CONS_{\text{ELEC},y}$)	a) 查看项目可行性研究报告中消耗的下网电量设计值; b) 应现场查看以下内容: ——电能表是否按照 DL/T 825 6 要求进行安装, 是否位于购电协议中明确的下网计量点; ——电能表是否按照仪表设定频次开展监测, 是否每日 24 点整记录当天项目下网电量, 数据是否接入项目监测数据存储系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——电量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅电量结算单、发票、抄表记录等文件, 与电能表监测数据进行交叉核对; b) 查阅设备检定、校准记录, 确认电能表是否在检定有效期内, 确认电能表的准确度等级是否符合 DL/T448 6.2 要求; c) 应现场查看以下内容: ——电能表是否按照 DL/T 825 6 安装要求进行安装, 是否位于购电协议中明确的下网计量点; ——电能表是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据存储系统和全国碳市场管理平台的数据是否与电能表读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
5	第 y 年的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率 (TDL_y)	a) 查阅项目设计文件中的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率取值； b) 查阅项目审定时《电力工业统计资料汇编》公布的最新的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时《电力工业统计资料汇编》公布的最新的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率为准。	a) 查阅项目减排量核算报告中的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率取值； b) 查阅在审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，《电力工业统计资料汇编》是否公布了第 y 年项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率。如果公布，以第 y 年项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率为准；如果未公布，以第 y 年之前可获得的最近年份的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率为准。
6	第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子 ($EF_{grid,OM,y}$)	a) 查阅项目设计文件中的电量边际排放因子取值； b) 查阅项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网的电量边际排放因子取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网电量边际排放因子为准。	a) 查阅项目减排量核算报告中的电量边际排放因子取值； b) 查阅审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，生态环境部是否组织公布了第 y 年“中国区域电网基准线排放因子”。如果公布，以第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子为准；如果未公布，以第 y 年之前最近年份的所在区域电网的电量边际排放因子为准。
7	第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子 ($EF_{grid,BM,y}$)	a) 查阅项目设计文件中的容量边际排放因子取值； b) 查阅项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网的容量边际排放因子取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网的容量边际排放因子为准。	a) 查阅项目减排量核算报告中的容量边际排放因子取值； b) 查阅审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，生态环境部是否组织公布了第 y 年“中国区域电网基准线排放因子”。如果公布，以第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子为准；如果未公布，以第 y 年之前最近年份的所在区域电网的容量边际排放因子为准。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
8	第 y 年运输车辆 f 的往返运输距离 ($D_{f,y}$)	a) 查看项目可行性研究报告中回收产品的运输范围; b) 应现场查看以下内容: ——项目业主是否存有电子运单系统数据、车辆北斗卫星导航系统 (BDS) 数据、运输结算凭证; ——运输距离数据是否每车次监测、每车次记录, 数据是否存入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——运输距离数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅货物运输结算凭证、产品运输交接记录, 与电子运单系统数据、车辆北斗卫星导航系统 (BDS) 数据进行交叉核对; b) 应现场查阅以下内容: ——运输距离数据是否按照监测计划开展监测、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与电子运单系统数据、车辆北斗卫星导航系统 (BDS) 数据一致。
9	第 y 年运输车辆 f 运输回收产品的总质量 (FR_{fy})	a) 查看项目可行性研究报告中的产品年回收量设计值; b) 应现场查看以下内容: ——气体流量计是否按照 GB/T 18603 7.2、GB/T 21446 5 的安装要求进行安装, 电子汽车衡 (地磅) 是否按照 GB/T 7723 6.1.2 的使用适用性要求进行安装, 是否位于贸易交接计量处; ——气体流量计、电子汽车衡 (地磅) 是否按照仪表设定频次开展监测, 是否每次计量、每次记录, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——质量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅货物运输结算凭证、货物运输台账, 与气体流量计、电子汽车衡 (地磅) 监测数据进行交叉核对; b) 查阅设备检定、校准记录, 确认气体流量计、电子汽车衡 (地磅) 是否在检定有效期内, 确认气体流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$, 确认电子汽车衡 (地磅) 的准确度不低于 III 级; c) 应现场查看以下内容: ——气体流量计是否按照 GB/T 18603 7.2、GB/T 21446 5 要求安装, 电子汽车衡 (地磅) 是否按照 GB/T 7723 6.1.2 要求安装, 是否位于贸易交接计量处; ——气体流量计、电子汽车衡 (地磅) 是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与气体流量计、电子汽车衡读数一致。

9 方法学编制单位

在本文件的编制工作中, 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司, 以及生态环境部环境规划院、中国石油集团安全环保技术研究院有限公司、中环联合 (北京) 认证中心有限公司、中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司、北京摄氏能元科技发展有限公司、中石化 (大连) 石油化工研究院有限公司、中石化胜利油田、生态环境部环境发展中心等单位作出积极贡献。

附 录 A

监测数据联网基础信息表

A.1 监测数据联网基础信息表的版本及修订					
版本号	制定（修订）年份	修订说明			
A.2 项目基本情况					
1. 项目基本信息 （包括项目名称、计入期、项目权属等情况）					
2. 项目运行情况 （包括陆上气田试气放喷气净化系统、天然气增压装置、CNG生产装置、LNG生产装置、输送系统等运行情况）					
A.3 项目边界和主要系统设施描述					
1. 项目边界的描述 （包括项目边界所包含的系统设施、所对应的地理边界，工艺流程图及工艺流程描述，工艺流程图中标注各系统设施、监测仪表点位）					
2. 主要系统设施					
系统设施名称	监测数据储存系统名称	上位机/DCS	通信方式	网络情况	备注说明
例：天然气增压装置	XX 控制系统	EDPF NT+ (V3.0)	TCP/IP	无线网	
输送系统					
.....					
A.4 数据内部质量控制和质量保证相关规定					
1.内部管理制度和质量保证体系 （1）明确监测数据联网工作的负责部门及责任人，以及工作要求、工作流程等； （2）建立监测仪表使用和管理制度，明确监测仪表检定（校准）、维护等工作的负责部门及责任人等； （3）针对回收产品体积、回收产品质量、下网电量、外购化石燃料消耗量、产品运输距离、产品运输质量等关键参数，建立监测仪表管理台账，并保留检定、校准相关原始凭证。					

参数	设备名称	设备型号	安装位置	生产厂家	监测频次	监测仪表准确度	监测原始数据小数位数*	检定和校准频次	最近一次检定和校准时间	检定和校准报告	是否接入监测数据储存系统	传输协议
第 y 年第 i 个井口的第 h 种气态天然气回收产品的标准参比条件下 (20℃, 1 个大气压) 的体积	体积流量计 1#							检定: 校准:	检定: 校准:	检定: 校准:		
第 y 年项目消耗的下网电量	电能表 1#							检定: 校准:	检定: 校准:	检定: 校准:		
第 y 年运输车辆 f 运输回收产品的总质量	电子汽车衡 (地磅) 1#							检定: 校准:	检定: 校准:	检定: 校准:		
.....												
.....												

2. 原始凭证和台账记录管理制度
(包括监测数据、检定 (校准) 报告, 以及其他相关材料的登记、保存和记录)

*流量、电量四舍五入保留到小数点后三位, 距离、质量保留到小数点后两位。

附 录 B

常见化石燃料相关参数推荐值

燃料品种		计量单位	低位发热量 (GJ/t, GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	燃料碳氧化率 (%)
固体燃料	无烟煤	t	26.7 ^c	27.4 ^b ×10 ⁻³	94 ^b
	烟煤	t	19.570 ^d	26.1 ^b ×10 ⁻³	93 ^b
	褐煤	t	11.9 ^c	28 ^b ×10 ⁻³	96 ^b
	洗精煤	t	26.334 ^a	25.41 ^b ×10 ⁻³	90 ^d
	其它洗煤	t	12.545 ^a	25.41 ^b ×10 ⁻³	90 ^d
	型煤	t	17.460 ^d	33.6 ^b ×10 ⁻³	90 ^b
	其他煤制品	t	17.460 ^d	33.6 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	焦炭	t	28.435 ^a	29.5 ^b ×10 ⁻³	93 ^b
	石油焦	t	32.5 ^c	27.50 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
液体燃料	原油	t	41.816 ^a	20.1 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	燃料油	t	41.816 ^a	21.1 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	汽油	t	43.070 ^a	18.9 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	柴油	t	42.652 ^a	20.2 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	一般煤油	t	43.070 ^a	19.6 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	液化天然气	t	51.498 ^c	15.3 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	液化石油气	t	50.179 ^a	17.2 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	石脑油	t	44.5 ^c	20.0 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	焦油	t	33.453 ^a	22.0 ^c ×10 ⁻³	98 ^b
	粗苯	t	41.816 ^a	22.7 ^d ×10 ⁻³	98 ^b
	其它石油制品	t	41.031 ^c	20.0 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
气体燃料	天然气	10 ⁴ Nm ³	389.31 ^a	15.3 ^b ×10 ⁻³	99 ^b
	高炉煤气	10 ⁴ Nm ³	33.00 ^d	70.80 ^c ×10 ⁻³	99 ^b
	转炉煤气	10 ⁴ Nm ³	84.00 ^d	49.60 ^d ×10 ⁻³	99 ^b
	焦炉煤气	10 ⁴ Nm ³	179.81 ^a	13.58 ^b ×10 ⁻³	99 ^b
	炼厂干气	t	45.998 ^a	18.2 ^b ×10 ⁻³	99 ^b
	其它煤气	10 ⁴ Nm ³	52.270 ^a	12.2 ^b ×10 ⁻³	99 ^b
^a 数据取值来源为《中国能源统计年鉴 2021》。 ^b 数据取值来源为《省级温室气体清单指南（试行）》。 ^c 数据取值来源为《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》及 2019 修订版。 ^d 数据取值来源为《中国温室气体清单研究》。 ^e 数据取值来源为 GB/T 2589。					