

ICS71.020  
C2529

CCECTA

中国化工节能技术协会团体标准

T/CCECTA-002-2025

## 现代煤化工行业碳捕集项目评价指南

Guide for evaluating carbon capture projects in the coal chemical industry

2025-02-17 发布

2025-03-01 实施

中国化工节能技术协会 发布



# 前 言

“富煤贫油少气”是我国能源资源的显著特点，从化工原料多元化战略及提高国家能源战略安全保障能力角度考虑，我国必须要大力发展煤化工产业。“十四五”以来，我国现代煤化工无论是在产业发展、基地建设，还是在技术创新等方面均取得显著成绩，并继续保持国际领先地位。

与此同时，煤化工产业的大发展带来了巨量的二氧化碳排放，每年的 CO<sub>2</sub> 排放约 5 亿吨，占全国碳排放总量的 5%，已成为我国煤炭消费和碳排放的主要贡献者。加快碳捕集及转化利用产业发展是支撑国家能源安全的必然选择。

为贯彻落实《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》、《减污降碳协同增效实施方案》等碳达峰“1+N”系列顶层设计文件相关要求，对标行业先进碳排放水平及实现二氧化碳和污染物协同管理，助力实现行业碳达峰、碳中和目标，推动我国现代煤化工行业绿色发展迈上新台阶，实现行业高质量可持续发展，制定本标准。

本标准针对可进行碳捕集的直接碳排放源。

本标准由中国化工节能技术协会提出并归口。

本标准主要起草单位：主编单位生态环境部环境工程评估中心、中国矿业大学、北京低碳清洁能源研究院、中国寰球工程有限公司北京分公司、中国石油和化学工业联合会轻烃与芳烃专业委员会、中国科学院兰州化学物理研究所、西安昱昌环境科技有限公司、清华大学、深圳市领碳时代科技有限公司、鄂尔多斯市碳排放技术服务中心、生态环境部环境发展中心、北京中环智云生态环境科技有限公司、三捷环境工程咨询（杭州）有限公司、北京纳思利万环保科技有限公司、北京科技大学、北京都连科技有限公司、北京致知创一科技有限公司

本标准主要起草人：牛皓、陆诗建、黄莺、范岩、王保登、李永亮、李俊华、宋骞、沙克昌、李安定、高小龙、陈阵、崔倩、翁慧、韦志浩、敖其、彭聪、杜民兴、李宇静、何建东、陈喆、王幸智、刘玲、汤轶明、成由甲、孙剑宇、孙丽伟、何灿、程子洪、吕伟、吴成志、宋智勇、王紫唯、刘鹏、魏浩、康国俊、李晟昊、韩旺、倪中海、张岩、徐峰

# 现代煤化工行业碳捕集项目评价指南

## 1 范围

本标准适用于现代煤化工行业二氧化碳捕集项目的技术、经济指标评价工作，现代煤化工煤制合成气工序后续工段的碳捕集项目的技术、经济指标评价工作可以参考《炼油行业碳捕集项目评价指南》。

本标准规定了煤化工行业重点子行业煤制甲醇、煤（经甲醇）制烯烃、煤制天然气、煤直接液化制油、煤间接液化制油等工业过程所涉及的工艺过程碳捕集、化石燃料燃烧后碳捕集项目的评价。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。凡是注日期的引用文件，仅注日期对应的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

煤制烯烃、煤制天然气和煤制油单位产品能源消耗限额GB 30180-2024

煤化工术语GB/T 31428-2021

煤化工用煤技术导则GB/T23251-2021

工业企业温室气体排放核算和报告通则（征求意见稿）GB/T 32150-2024

碳排放核算与报告要求 第15部分：石油化工企业GB/T 32151.15-2023

现代煤化工行业碳排放基准TCCECTA0104-2023

烟气二氧化碳捕集纯化工程设计标准GB/T 51316-2018

火力发电厂可行性研究报告内容深度规定DL/T 5375-2018

中国石油化工生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行版，发改办气候 [2014] 2920号附件2）

省级温室气体清单编制指南（试行版）发改办气候[2010] 2350号

企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施（试行版）环办气候[2021] 9号附件2

中国石化行业碳达峰碳减排路径研究报告（2022.11）

综合能耗计算通则GBT2589-2020

Commission Delegated Regulation (EU) 2019/331 of 19 December 2018

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

GB/T 51316-2018 和 DL/T 5375-2018 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1 煤化工技术 coal chemical technology

以煤为原料生产各种能源或化工产品的工艺技术。

注：煤化工技术一般包括煤转化和后续加工两个环节。

[来源： GB/T 31428-2021 基本术语3.1]

### 3.2 煤气化 coal gasification

在一定的温度、压力条件下，用气化剂将煤转化为一氧化碳和氢气为主的气体的过程。

注：煤气化主要包括固定床、流化床、气流床等气化工艺。

[来源： GB/T 31428-2021 基本术语3.4]

### 3.3 合成气 syngas

以一氧化碳和氢气为主要组分的原料气或燃料气。

[来源： GB/T 31428-2021 基本术语5.9]

### 3.4 低温甲醇洗 rectisol process

采用甲醇作为吸收溶剂，利用甲醇在低温下对酸性气体溶解度比较大的特性，脱除原料气中的酸性气体，主要是CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S。

[来源： GB/T 31428-2021 基本术语5.18]

### 3.5 煤间接液化 indirect coal liquefaction

煤在高压、高温、临氢的条件下，经催化剂的作用，进行加氢反应，直接转化为液态产物的工艺技术。

[来源： GB/T 31428-2021 煤液化6.1.1]

### 3.6 煤直接液化 direct coal liquefaction

以煤经气化反应产生以一氧化碳和氢气为主的合成气为原料，经催化剂的作用合成为液体产物等的工艺技术。

[来源： GB/T 31428-2021 煤液化6.2.1]

### 3.7 煤制甲醇 coal to methanol

以煤为原料，经过气化合成甲醇的工艺。

[来源： GB/T 31428-2021 其它7.1]

### 3.8 煤制天然气 coal to natural gas

以煤为原料，经过气化制备天然气的工艺。

[来源： GB/T 31428-2021 其它7.3]

### 3.9 煤制芳烃 coal to aromatic hydrocarbons

以煤为原料，经过气化合成芳烃的过程。

[来源： GB/T 31428-2021 其它7.8]

### 3.10 煤制烯烃 coal to olefin

以煤为原料，经过气化合成烯烃的工艺。

[来源： GB/T 31428-2021 其它7.13]

### 3.11 碳捕集项目 CO<sub>2</sub> capture project

将二氧化碳从大气、工业或能源设施中分离，产生易于运输、储存或利用的二氧化碳产品的项目。通常包含原料气预处理工段、捕集分离工段和超临界压缩工段(或压缩液化工段)。

原料气预处理工段通常采用循环水洗方式(可根据需要加入碱液)。

捕集分离工段可采用吸收法(物理吸收和化学吸收)、吸附法(物理吸附和化学吸附)、膜分离法和低温精馏。

### 3.12 化学吸收法 chemical absorption method

吸收剂与气源中的二氧化碳发生化学反应，生成化合物，并经升温后释放出吸收的二氧化碳，完成二氧化碳与其他气体分离的方法，典型技术是复合胺液吸收技术。

[来源： GB/T 51316-2018, 2.0.4]

### 3.13 物理吸收法 physical absorption method

吸收剂在一定压力条件下溶解气源中的二氧化碳，并经减压后释放出溶解的二氧化碳，完成二氧化碳与其他气体分离的方法。典型技术是低温甲醇洗技术。

### 3.14 物理化学吸收法 physical chemical absorption method

同时具备物理吸收和化学吸收原理的方法，典型技术是活化MDEA技术。

### 3.15 变温吸附法 Variable temperature adsorption method

低温下利用多孔性固体吸附剂将二氧化碳气体吸附于其表面,随后通过再生气加热及冷吹等工序对吸附组分解吸,完成不同气体分离的方法。

[来源: GB/T 51316-2018, 2.0.5]

### 3.16 变压吸附法 Pressure swing adsorption method

一定压力下利用多孔性固体吸附剂将二氧化碳气体吸附于其表面,随后通过减压或抽真空等工序对吸附组分解吸,完成二氧化碳与其他气体分离的方法。

### 3.17 低温精馏法 low temperature distillation

利用二氧化碳和其他气体凝点的不同分离纯化二氧化碳的方法。

### 3.18 膜分离法 membrane separation

一种利用薄膜对不同气体的渗透性不同,实现二氧化碳与其他气体分离的方法。

### 3.19 压缩液化 compression and liquefaction

将CO<sub>2</sub>进行压缩并冷凝至液相,便于通过储罐储存。

### 3.20 超临界压缩 supercritical Compression

将CO<sub>2</sub>压缩到临界压力以上、临界温度以上的状态,便于通过管道输送。

### 3.21 低浓度 low concentration

气源中CO<sub>2</sub>体积分数小于30%。

### 3.22 中浓度 medium concentration

气源中CO<sub>2</sub>体积分数大于等于30%小于等于60%。

### 3.23 高浓度 high concentration

气源中CO<sub>2</sub>体积分数大于60%。

### 3.24 CO<sub>2</sub>分压 CO<sub>2</sub> partial pressure

通常按浓度将碳源划分为高、中、低三种浓度,但实际上捕集方法选择还应结合CO<sub>2</sub>气体的分压。根据IUPAC的建议和我国国家标准的规定,混合气体中某气体的分压力定义为该气体的摩尔分数与混合气体总压力的乘积。即:

$p_B = y_B P$

混合气体中各气体的分压之和等于总压力,理想气体混合物的P、V、T、n符合:

$$pV = nRT \quad (n = \sum n_B)$$

(1) 低分压 low partial pressure

CO<sub>2</sub>分压 < 0.06 MPa 的碳源。

(2) 中分压 medium partial pressure

0.06 MPa ≤ CO<sub>2</sub>分压 < 0.1 MPa 的碳源。

(3) 高分压碳源 high partial pressure

CO<sub>2</sub>分压 ≥ 0.1 MPa 的碳源。

### 3.25 CO<sub>2</sub>产品 CO<sub>2</sub> product

CO<sub>2</sub>捕集根据产品状态可分为3种类型,气体CO<sub>2</sub>产品,液体CO<sub>2</sub>产品和超临界CO<sub>2</sub>产品。

(1) 气体CO<sub>2</sub>产品: 由捕集工段生产,可用于化工合成(例如甲醇、航空燃料),矿化等;

(2) 液体CO<sub>2</sub>产品: 由压缩液化工段生产,可进行存储和通过槽车运输;

(3) 超临界CO<sub>2</sub>产品: 由超临界压缩工段生产,主要用于长距离管输和尿素合成。

### 3.26 CO<sub>2</sub>捕集率 CO<sub>2</sub> capture ratio

在报告期内，CO<sub>2</sub>捕集系统捕集到的CO<sub>2</sub>质量流量与CO<sub>2</sub>捕集设备入口CO<sub>2</sub>质量流量之比。

### 3.27 再生热耗 regeneration heat consumption

再生塔/解吸反应器分离出CO<sub>2</sub>的过程中再沸器的热负荷，可等同于提供再沸器热负荷的蒸汽与凝液的焓差来计量。

### 3.28 碳捕集项目综合能耗 total energy consumption of CO<sub>2</sub> capture

在报告期内，从原料中捕集并压缩或液化产生CO<sub>2</sub>产品所消耗的各种能量总量。其值等于报告期内CO<sub>2</sub>捕集过程中所输入的各种能量之和减去向外输出的各种能量之和。

## 4 技术要求

### 4.1 碳捕集方法综合评价

煤化工利用煤炭可分为“原料”和“燃料”两种用途：

(1) 作为原料时，煤参与化学反应，部分碳元素进入产品转化成清洁能源或化学品，部分碳元素转化为CO<sub>2</sub>，少量碳元素随灰渣流失；

(2) 作为燃料时，煤炭通过燃烧提供热量产生蒸汽再发电，为化工生产提供动力和能量，理论上煤充分燃烧后碳全部转化为CO<sub>2</sub>，实际应用中煤燃烧后灰渣会带出少量残碳。

目前我国现代煤化工典型的产业化路径有煤制油（含直接液化和间接液化）、煤制天然气、煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇，基本均为以煤气化为龙头。现代煤化工全行业二氧化碳中：约33%来源于化石燃料燃烧排碳；约63.5%来源于工艺过程排碳（工艺过程排碳主要是变换工序产生的CO<sub>2</sub>，在低温甲醇洗或MDEA脱碳工序排放）；约3.5%来源于外购电、热间接排碳。

另外，现代煤化工净化尾气（低温甲醇洗或MDEA脱碳等工艺过程脱碳工序排放气）CO<sub>2</sub>含量很高，基本均在70%以上，有的甚至超过99%；而化石燃料锅炉燃烧的烟气CO<sub>2</sub>含量为10%~20%，相对较低。可见，现代煤化工工艺过程脱碳工序排放的高浓度CO<sub>2</sub>更易捕集利用，成本具有相对优势，因此，目前大多实施的碳捕集项目多为工艺过程脱碳后排放的高浓度CO<sub>2</sub>直接压缩（液化）。

碳捕集技术选择主要由原料气压力和二氧化碳浓度来确定，同时还根据原料气组份和流量，结合操作压力及产品所要求达到的指标，列出可供选择的碳捕集技术路线，因地制宜选择最优的方案。

综合现代煤化工行业二氧化碳排放特点以及目前碳捕集技术发展情况，适合于现代煤化工行业的二氧化碳捕集技术主要包括：化学吸收法、固体吸附法、膜分离法。现代煤化工行业二氧化碳捕集技术综合比选情况见表1所示：

表 1 现代煤化工行业二氧化碳捕集方法综合评价

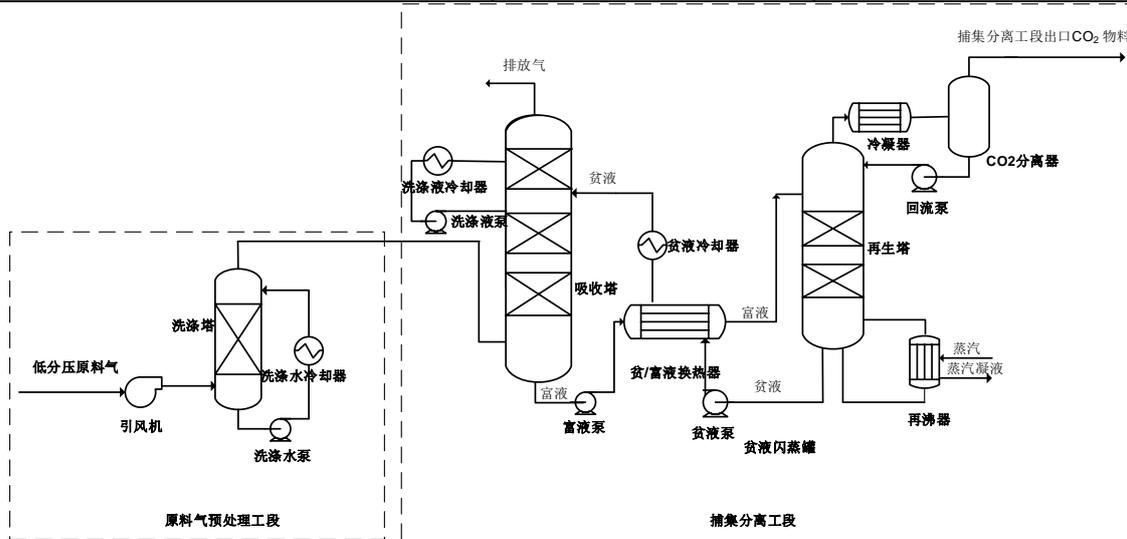
碳捕集方法		典型应用场景	优点	缺点
吸收法	化学法	中低CO <sub>2</sub> 分压，如烟道气	选择性高、应用广泛、溶剂可再生、反应速度快	吸收剂损失大、再生热耗高、腐蚀性强、吸收剂带来的环境污染
	物理法	中高CO <sub>2</sub> 分压，如煤化工变换气	能耗低、吸收剂易再生、吸收剂循环量少	低分压时的选择性和吸收容量较低
吸附法	变压吸附	中高CO <sub>2</sub> 分压，如制氢中变气	工艺简单、无污染、无腐蚀	低分压时能耗高，吸附剂容量低，对杂质容忍度低。
	变温吸附	超低CO <sub>2</sub> 浓度分压，如直接空气捕集	烟气不需要压缩	能耗高，吸附剂对杂质容忍度低。
膜分离法		中高浓度CO <sub>2</sub>	装置简单、操作方便、无污染	难以同时实现CO <sub>2</sub> 高纯度和高回收率、膜不易维护
低温精馏法		高浓度CO <sub>2</sub>	分离效率与纯度均高	能耗、尤其是制冷电耗高
膜吸收法		中高浓度CO <sub>2</sub>	接触面积大，能耗低、模块性良好	膜孔易被浸润和堵塞

## 4.2 现代煤化工行业碳捕集项目内容

碳源CO<sub>2</sub>浓度和CO<sub>2</sub>分压不同，CO<sub>2</sub>捕集的技术路线也不尽相同。不同的技术路线和产品要求，决定了CO<sub>2</sub>捕集的单位产品能耗存在差异。根据石化行业主要的碳源情况，宜包含的工段和采用的典型捕集技术如下表所示：

表 2 现代煤化工行业碳捕集项目工段组成和典型技术指引

碳源（按CO <sub>2</sub> 体积浓度和分压划分）	碳捕集项目工段组成	捕集分离工段典型技术
高浓度CO <sub>2</sub> vol% >95%（不限分压）	超临界压缩或压缩液化	/
高浓度60% ≤ CO <sub>2</sub> vol% < 95%（不限分压）	捕集分离+超临界压缩或压缩液化	低温精馏
低浓度低分压（CO <sub>2</sub> vol% < 30%，CO <sub>2</sub> 分压 < 0.06MPa），如燃烧后烟气	原料气预处理+捕集分离+超临界压缩或压缩液化	化学吸收法



碳捕集原料气预处理工段+化学吸收法捕集分离工段示意图

## 5 现代煤化工行业碳捕集项目技术、经济评价指标

本部分给出了现代煤化工行业工艺过程净化尾气工段、化石燃料燃烧工段典型碳捕集项目的技术、经济评价指标。

### 5.1 技术评价指标

现代煤化工行业典型的碳捕集工段有：高浓度碳源的碳捕集项目的超临界压缩或压缩液化工段，低浓度低分压碳源的原料气预处理工段+捕集分离工段。

本部分根据上述特点提出了具体的技术评价指标，包括：CO<sub>2</sub>捕集率、CO<sub>2</sub>产品纯度、捕集分离工段再生热耗、各工段的电耗和捕集运行成本等。若需评价高浓度，低浓度低分压碳捕集项目总的技术水平，将各工段加总即可。

每个技术指标分为三级：1级指标为领先水平，2级指标为先进水平，3级指标为基本水平，其中1级指标为鼓励性指标。

(1) 高浓度碳源碳捕集项目超临界压缩工段技术评价指标见表3。

表 3 现代煤化工行业高浓度碳捕集项目超临界压缩工段技术水平分级

(以压缩至 13MPaG 为例)

技术指标	单位	指标		
		1级	2级	3级
压缩电耗	kWh/tCO <sub>2</sub>	≤105	≤120	≤150
综合能耗	GJ/tCO <sub>2</sub>	≤0.95	≤1.1	≤1.3

注：超临界压缩不涉及分离，产品CO<sub>2</sub>纯度与原料气CO<sub>2</sub>浓度相同。

若原料气中含水，还需包含干燥单元的能耗

(2) 高浓度碳源碳捕集项目压缩液化技术评价指标见表4。

表 4. 现代煤化工行业高浓度碳捕集项目压缩液化工段技术水平分级  
(以常规液体 CO<sub>2</sub> 球罐储存条件为例)

技术指标	单位	指标		
		1级	2级	3级
CO <sub>2</sub> 产品纯度	%	≥99	≥97	≥95
压缩液化电耗	kWh/tCO <sub>2</sub>	≤145	≤160	≤170
综合能耗	GJ/tCO <sub>2</sub>	≤1.4	≤1.6	≤1.7

若原料气中含水，还需包含干燥单元的能耗

(3) 低浓度低分压碳源的碳捕集项目原料气预理工段+捕集分离工段总技术评价指标见表5。

表 5 现代煤化工行业低浓度低分压碳源的碳捕集项目原料气预处理+捕集分离总技术水平分级

(下表以典型烟气 CO<sub>2</sub> 浓度 12%，分压 12kPaA 为例，评价碳捕集技术时可选取该压力作为基准)

技术指标	单位	指标		
		1级	2级	3级
CO <sub>2</sub> 捕集率	%	≥90	≥85	≥80
捕集分离工段出口CO <sub>2</sub> 干基浓度	%	≥99	≥97	≥95
捕集分离工段出口CO <sub>2</sub> 压力(注)	kPa	≥150	≥130	≥100
捕集分离工段再生热耗	GJ/tCO <sub>2</sub>	≤2.3	≤2.4	≤2.6
全工段电耗	kWh/tCO <sub>2</sub>	≤55	≤60	≤70
综合能耗	GJ/tCO <sub>2</sub>	≤3.0	≤3.1	≤3.4
吸收剂/胺液损耗	kg/ tCO <sub>2</sub>	≤0.4	≤1.0	≤1.5

注：CO<sub>2</sub>压力作为关键技术指标，因为这直接影响后续压缩工段的能耗，乃至整个碳捕集项目的能耗。

## 5.2 经济评价指标

本部分根据上述5.1技术评价指标规定，对应给出了二氧化碳捕集项目的经济评价指标：每吨CO<sub>2</sub>的捕集成本。

每个技术指标分为三级：1级指标为领先水平，2级指标为先进水平，3级指标为基本水平，其中1级指标为鼓励性指标。

二氧化碳捕集项目经济评价指标见表6。

表 6 现代煤化工行业不同碳源碳捕集项目经济水平分级

碳源(按CO <sub>2</sub> 体积浓度和分压划分)	项目工段组成	单位	指标		
			1级	2级	3级
高浓度CO <sub>2</sub> vol%>95% (原料气压力<0.3MPaA)	超临界压缩	元/吨CO <sub>2</sub>	≤50	≤60	≤70
高浓度CO <sub>2</sub> vol%>95% (原料气压力<0.3MPaA)	压缩液化	元/吨CO <sub>2</sub>	≤60	≤70	≤80
高浓度60%≤CO <sub>2</sub> vol% < 95% (原料气压力<0.3MPaA)	捕集分离+压缩液化	元/吨CO <sub>2</sub>	≤80	≤90	≤100
低浓度低分压(CO <sub>2</sub> vol% < 30%， CO <sub>2</sub> 分压<0.03MPa)， 如燃烧后的烟气	原料气预处理+捕集分离+ 超临界压缩或压缩液化	元/吨CO <sub>2</sub>	≤160	≤200	≤240

注：(1) 需根据实际项目情况参考调整。

(2) 表中公用工程选取典型价格：蒸汽 100元/吨，电0.4元/kwh，循环水0.25元/t。

(3) 不同项目对CO<sub>2</sub>产品状态需求不同，因此捕集分离工段之后的运行成本无法统一评价，本表仅包含原料气预处理+捕集分离工段。

## 6 评价方法

### 6.1 CO<sub>2</sub> 捕集率

方式一：以解吸量（CO<sub>2</sub>出口流量）为基准： $P_{CO_2}=[C(out)V(out)]/[C(in)V(in)]$

方式二：以吸收量为基准，如下式：

$$P_{CO_2} = 1 - \frac{C_{(ex)} V_{(ex)}}{C_{(in)} V_{(in)}} \quad \text{式 (1)}$$

式中：

$P_{CO_2}$ —报告期内CO<sub>2</sub>捕集率，单位为所占百分比（%）；

$C_{(ex)}$ —报告期内吸收塔尾气CO<sub>2</sub>浓度，单位为摩尔每升（mol/L）；

$C_{(in)}$ —报告期内收塔进气CO<sub>2</sub>浓度，单位为摩尔每升（mol/L）；

$V_{(ex)}$ —报告期内吸收塔尾气体积，单位为升（L）；

$V_{(in)}$ —报告期内收塔进气体积，单位为升（L）。

## 6.2 单位 CO<sub>2</sub> 产品捕集分离工段再生热耗

单位CO<sub>2</sub>产品再生热耗应以再沸器或其他供热设备的热耗（热负荷）计或以进入再沸器的蒸汽和出再沸器的蒸汽凝液焓差计；单位均为GJ/t CO<sub>2</sub>。

即：

再生热耗（GJ/t CO<sub>2</sub>）=（进入再沸器的蒸汽流量\*蒸汽焓值-出再沸器的凝液流量\*凝液焓值）（GJ/h）/CO<sub>2</sub>产量（t/h）

再生热耗（GJ/t CO<sub>2</sub>）=再沸器热负荷（GJ/h）/CO<sub>2</sub>产量（t/h）式（2）

$$E_r = \frac{Q_m * H_v}{m_{CO_2}} \quad \text{式 (3)}$$

式中：

$E_r$ —每吨 CO<sub>2</sub>再生热耗，单位为吉焦每吨（GJ/t）；

$Q_m$ —每小时的蒸汽或电的热值，单位为吉焦每小时（GJ/h）；

$H_v$ —蒸汽在实际工况下的潜热值（由蒸汽焓值减去凝结水焓值得到，一定温度、压力下的焓值可查询化工数据手册），单位为吉焦每吨（GJ/t）；

$m_{CO_2}$ —每小时 CO<sub>2</sub>产量，单位为吨每小时（t/h）。

能耗应按一次能源消耗计算，能耗单位宜采千克（kg）标准油，1千克标准油的低发热量为41.868 MJ

## 6.3 各工段电耗

电耗应以耗电设备的轴功率计，并按照GB/T 50441将吨产品电耗（kwh/t CO<sub>2</sub>）折算为标油，并转化为GJ进行计算。

## 6.4 碳捕集项目综合能耗

碳捕集项目综合能耗按（4）式计算：

$$E_Z = E_r + \frac{E_e + E_w}{m_{CO_2}} + (E_{DW} + E_{N_2} + E_{IA}) / m_{CO_2} \quad \text{式 (4)}$$

式中：

$E_Z$ —每吨 CO<sub>2</sub>捕集综合能耗，单位为吉焦每吨（GJ/t）；

$E_r$ —每吨 CO<sub>2</sub>再生热耗，单位为吉焦每吨（GJ/t）；

$E_w$ —每小时捕集装置运行所需要的循环水耗（注），单位为吉焦每小时（GJ/h），需根据循环水量采用GB/T 50441进行能耗折算；

$E_e$ —每小时捕集装置运行所需要的电能，单位为吉焦每小时（GJ/h），用电设备分别计算并加和得到的电功率，采用 GB/T 50441进行能耗折算；

$m_{CO_2}$ —每小时 CO<sub>2</sub>产量，单位为吨每小时（t/h）；

$E_{dw}$ —每小时捕集装置运行所需要的除盐水耗，单位为吉焦每小时（GJ/h），需根据循环水量采用GB/T 50441进行能耗折算；

$E_{N_2}$ —每小时捕集装置运行所需要的氮气，单位为吉焦每小时（GJ/h），需根据氮气量采用GB/T 50441进行能耗折算；

$E_{N_2}$ —每小时捕集装置运行所需要的仪表空气，单位为吉焦每小时（GJ/h），需根据仪表空气量采用GB/T 50441进行能耗折算。

注：为统一统计基准，循环水耗宜采用各用水设备所用循环水的循环流量之和，并非指循环水场的补加生产水量。若确需使用生产水量计算，应将循环水泵的电耗一并计入捕集工艺装置。

## 6.5 捕集运行成本

每吨 CO<sub>2</sub> 捕集运行成本

$$K = \frac{E_e + E_s + E_w + E_T}{T_p} + E_{dw} / T_p$$

$K$ —每吨 CO<sub>2</sub>捕集运行成本，单位为元每吨二氧化碳（元/吨CO<sub>2</sub>）；

$E_e$ —电能消耗折算的成本，单位为元/小时；

$E_s$ —蒸汽消耗折算的成本，单位为元/小时；

$E_w$ —循环水消耗折算的成本，单位为元/小时；

$E_T$ —化学品消耗（主要为吸收剂）折算的成本，单位为元/小时；

$E_{dw}$ —除盐水消耗折算的成本，单位为元/小时；

$T_p$ —CO<sub>2</sub>产出量，单位为吨二氧化碳每小时（吨CO<sub>2</sub>/小时）。

## 附录 A

**表 A.1 电、水及耗能工质的统一能源折算值**

序号	类别	单位	能源折算值MJ	备注
1	电	kWh	9.21	GB 50441等价值
2	循环水	t	2.512	
3	仪表空气	Nm <sup>3</sup>	1.59	
4	氮气	Nm <sup>3</sup>	6.28	
5	压缩空气	Nm <sup>3</sup>	1.1723	
6	除盐水	t	41.868	
7	蒸汽	t	见备注	为该蒸汽和其凝结温度下凝结水的焓差的
8	104℃除氧水	t	272.142	
9	凝气机凝结水	t	41.868	
10	需要除油除铁的120℃凝结水	t	230.274	
11	可直接回用的120℃凝结水	t	251.208	
12	高于60℃但低于120℃的凝结水	t	115.137	
13	不高于60℃的凝结水	t	-	不计算标准能源量

注：

- 1、耗能体系之间通过热交换输入或输出的热量，温度高于120℃以上的热量按1:1的比例计算标准能源量；60℃~120℃之间的热量折半计算标准能源量；60℃以下的热量不计算标准能源量。
- 2、其他未列入能源介质应依据GB/T 50441，并将折算系数单位从标油转化为MJ进行统计（1千克标准油的低发热量为41.868 MJ）。

### 算例

某15万吨/年烟气CO<sub>2</sub>捕集工程设计正常运行时公用工程消耗如表A.2所示。

**表 A.2 15 万吨/年烟气 CO<sub>2</sub> 捕集工程公用工程设计消耗**

序号	项目	单位	消耗量	备注
1	电	kWh/tCO <sub>2</sub>	≤95	连续（正常运行）
2	蒸汽（0.3Mpag）	t/tCO <sub>2</sub>	1.12	连续（正常运行）
3	循环冷却水	t/tCO <sub>2</sub>	1.5	生产水消耗
4	除盐水	t/h	4.5	补水、补液与节能系统用水
5	蒸汽凝结水（0.3Mpag）	t/h	1.12	连续（正常运行）

查阅《化学化工物性数据手册》（2002年，化学工业出版社），可得蒸汽与凝结水热焓值，见表A.3。

表 A.3 蒸汽与凝结水热焓值

序号	项目	单位	数值
1	蒸汽（0.3 MPag）热焓值	MJ/t	2738.06
2	蒸汽凝结水（0.3 MPag）热焓值	MJ/t	604.72
3	蒸汽（0.3 MPag）潜热	MJ/t	2133.34

依据公式A.1、A.2和表A.1、A.2和A.3中的数据，计算得到结果见表A.4。

表 A.4 能耗计算表

序号	项目	单位	数值
1	$E_r$	GJ/tCO <sub>2</sub>	2.389
2	$E_q$	GJ/tCO <sub>2</sub>	0.875
3	$E_w$	GJ/tCO <sub>2</sub>	0.188
4	$E_z$	GJ/tCO <sub>2</sub>	3.450