ICS
CCS

中 华 人 民 共 和 国 国 家 标 准

GB/T XXXXX—XXXX

二氧化碳捕集 第 1 部分

电厂燃烧后 CO_2 捕集性能评估方法

Carbon dioxide capture Part 1: Performance evaluation methods for post-combustion CO_2 capture intergrated with a power plant

（ISO 27919-1:2018, IDT）

（征求意见稿）

XXXX-XX-XX 发布　　XXXX-XX-XX 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会　发布

目　　次

I
前　　言 III
1 范围 1
2 规范性引用文件 1
3 术语、定义和符号 2
3.1 术语和定义 2
3.2 缩略语 7
3.3 符号 8
4 定义系统边界 9
4.1 与主体电厂集成的燃烧后捕集装置 9
4.2 燃烧后捕集装置、主体电厂和公用工程的边界 9
5 燃烧后捕集装置基本性能的定义 19
5.1 通则 19
5.2 输入和输出介质流 19
5.3 吸收塔的捕集效率 20
5.4 燃烧后捕集装置捕集的二氧化碳流量 20
5.5 捕集的二氧化碳在二氧化碳压缩系统出口的特性 20
6 公用工程定义和消耗计算 21
6.1 通则 21
6.2 低压-中压蒸汽 21
6.3 冷却水 23
6.4 电能（电） 25
6.5 除盐水和工业用水 26
6.6 吸收剂和化学品消耗 27
7 指导原则 - 燃烧后捕集装置性能评估依据 27
7.1 通则 27
7.2 性能试验指导原则 27
8 仪器和测量方法 28
8.1 通用要求 28
8.2 测量方法 29
9 关键性能指标评估 31
9.1 简介 31
9.2 单位热能消耗（STEC） 31
9.3 单位电能消耗（SEC） 31
9.4 单位等效电能消耗（SEEC） 32
9.5 单位二氧化碳减排（SRCE） 32
9.6 单位吸收剂消耗和单位化学品消耗（SAC 和 SCC） 32
附　录　A　（资料性）　介质流和设备命名法摘要 34
附　录　B　（资料性）　试验原则和指南 38
附　录　C　（资料性）　仪器和测量方法 41
附　录　D　（资料性）　用于对电厂集成的燃烧后捕集装置进行性能评估的其他方法 46
附　录　E　（资料性）　标准参考条件 48

附　录　F　（资料性）　性能评估检查清单 49
参考文献 57

前　言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本标准等同采用ISO 27919-1:2018《二氧化碳捕集 第1部分 电厂燃烧后CO2捕集性能评估方法》。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国环境管理标准化技术委员会（SAC/TC207）提出并归口。

本文件起草单位：中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司 、中国标准化研究院、XX等。

本文件主要起草人：XX等。

二氧化碳捕集 第1部分：电厂燃烧后CO_2捕集性能评估方法

1 范围

电厂燃烧后 CO_2 捕集装置将 CO_2 从发电厂烟气中分离出来，然后进行后续的运输、利用和地质封存。本文件制定了电厂燃烧后 CO_2 捕集装置的性能评估方法，提供了一种计算燃烧后 CO_2 捕集装置关键性能指标（KPIs）的通用方法，同时定义了典型系统的边界以及确定了 KPIs 的测量及计算方法。

本文件适用于燃烧含碳燃料（如煤、石油、天然气和生物质燃料）的火电厂，这些火电厂通过锅炉或燃气轮机产生 CO_2，并与燃烧后 CO_2 捕集装置相结合。

本文件适用于基于化学吸收法的燃烧后 CO_2 捕集技术，使用的化学反应吸收剂包括胺溶液、碳酸钾溶液和氨水等。本文件不适用于基于其他原理（如吸附、薄膜、低温）的燃烧后 CO_2 捕集技术。电厂燃烧后 CO_2 捕集装置可用于捕集电厂全烟气量或部分烟气量中的 CO_2。根据运输、利用和封存要求，捕集的 CO_2 在后续的压缩或液化步骤中进行处理。

本文件涉及的 KPIs 包括：

— 单位热能消耗（specific thermal energy consumption, STEC）

— 单位电能消耗（specific electrical energy consumption, SEC）

— 单位等效电能消耗（specific equivalent electrical energy consumption, SEEC）

— 单位二氧化碳减排（specific reduction in CO_2 emissions, SRCE）

— 单位吸收剂消耗量（specific absorbent consumption, SAC）

— 单位化学品消耗量 （specific chemical consumption, SCC）

基于系统边界的测量值计算上述 KPIs，尤其是能量和公用工程消耗量。对于系统集成，需要定义燃烧后 CO_2 捕集装置与发电厂之间的接口。

本文件包括以下内容：

— 定义系统边界。目的在于定义燃烧后 CO_2 捕集装置的边界，并确定系统内外的物料和能量传递，有助于电厂操作人员确定适用于其运行情况的关键物料参数。

— 燃烧后 CO_2 捕集装置基本性能的定义。目的在于定义描述燃烧后 CO_2 捕集装置基本性能的参数。

— 公用工程定义和消耗计算。目的在于列举所需的公用工程测量值，并提供了将公用工程测量值转换为 KPIs 所需值的方法。

— 指导原则。目的在于提供燃烧后 CO_2 捕集装置性能评估的依据，包括测试准备、装置调试和运行过程中的注意事项。

— 仪表和测量方法。目的在于列举相关测量的方法，及在燃烧后 CO_2 捕集装置中应用这些测量方法时需要考虑的因素。

— 关键性能指标的评估。目的在于确定 KPIs 及其计算方法，并提供出具报告的通用方法。

本文件不涉及对不同技术或不同燃烧后 CO_2 捕集项目 KPIs 进行对标、比较或评估。

注：在本文件中，除特别注明外，热能和电能均以“J”（焦耳）和“Wh”（瓦时）为单位表示。（1J=1W·s,1Wh=1W·h=3600J）

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。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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。

ISO/TR 27912:2016 二氧化碳捕集-二氧化碳捕集系统，技术和工艺

ISO/IEC GUIDE 99:2007 国际计量学词汇— 基础和通用概念及相关术语

ISO 27917: 2017 二氧化碳的捕集、运输和地质封存-术语-交叉术语

GB/T 51316-2018 烟气二氧化碳捕集纯化工程设计标准

ISO 10795:2011 空间系统-项目管理和质量-词汇

ISO 25597:2013 固定源排放-使用旋风取样器和样品稀释测定烟囱气体中 PM 2.5 和 PM 10 质量的试验方法

GB/T 13223-2011 火电厂大气污染物排放标准

GB/T 1028-2000 工业余热术语、分类、等级及余热资源量计算方法

HJ 596.1-2010 中华人民共和国国家环境保护标准

3 术语、定义和符号

3.1 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1.1

吸收剂 absorbent

能吸收液体或气体的物质。

[来源：ISO/TR 27912:2016, 3.1]

3.1.2

测量准确性 measurement accuracy/accuracy of measurement/accuracy

被测量的数值与被测量的真实值之间的一致性。

[来源：ISO/IEC GUIDE 99:2007, 2.13]

3.1.3

辅助机组 auxiliary unit

为燃烧后CO_2捕集装置提供热力、电力和/或其他公用工程的设备。

3.1.4

锅炉给水 boiler feed water

由冷凝水和送入锅炉的补给水组成。

3.1.5

CO_2 捕集与封存 carbon dioxide capture and storage (CCS)

将CO_2从大气、工业或能源相关的排放源中分离或直接加以利用或长期封存，以实现CO_2减排或消除的工业过程。

注1：CCS通常指碳捕集和封存，目标是捕集二氧化碳而不是捕集碳。植树造林是另一种碳捕集形式，但不能精确描述从工业排放源移除CO2的物理过程。

注2：“固碳（sequestration）”这个术语也经常用作“封存（storage）”的替代词，但推荐使用“封存（storage）”，因为“固碳（sequestration）”是一个更通用的术语，也可以指生物过程固碳（如生物体吸收碳）。

注3：“长期”意味着CO2地质封存必须满足的一定期限，CO2地质封存是一种有效且环境安全的应对气候变化技术途径。

注4：二氧化碳捕集、利用（或使用）和封存（CCUS）这一术语包括了将二氧化碳从大气中分离出来并产生效益的概念。如果通过地质封存实现CO2的长期隔离，CCUS就包含在CCS的定义之内。CCU（碳捕集，利用或使用）不含地质封存CO2。

注5：CCS还应包含通过海洋、湖泊、饮用水供应和其他自然资源进行CO2长期封存。

[来源：ISO 27917：2017, 3.1.1]

3.1.6

碳基燃料 carbonaceous fuels

任何含有碳原子的固体、液体或气体燃料。

3.1.7

捕集装置 capture plant

捕集CO_2气流的工艺及相关设备。

3.1.8

化学吸收 chemical absorption

通过化学反应吸收CO_2的工艺。

3.1.9

CO_2 捕集率 CO_2 capture efficiency/ capture efficiency

CO_2捕集装置捕集前后烟气中CO_2质量的差值与捕集前烟气中CO_2质量的百分比。
[来源：GB/T 51316-2018]

3.1.10

捕集的 CO_2 CO_2 captured

捕集装置捕集的纯CO_2绝对数量。

3.1.11

CO_2 气流 CO_2 stream

主要由CO_2组成的介质流。
[来源：ISO 27917：2017, 3.1.1]

3.1.12

冷凝水 condensate

由蒸汽冷凝产生的水，例如燃烧后CO_2捕集装置锅炉返回蒸汽循环的蒸汽和/或辅助锅炉的蒸汽。

3.1.13

烟气深度脱硫 deep flue gas desulfurization （deep FGD）

位于电厂烟气脱硫工艺下游的二氧化硫深度去除装置，其用于将烟气中的二氧化硫含量降低到CO_2捕集装置入口要求的水平。

注 1：也称为“精处理”FGD。

注 2：如果当地法规不要求烟气脱硫，且烟气脱硫装置是专门为了CCS或CCUS安装，则该新装置为烟气深度脱硫。

3.1.14

脱水机 dehydrator

除湿系统和/或设备。

3.1.15

除盐水 demineralized water

已去除矿物质或盐分的水。
[来源：ISO/TR 27912：2016, 3.24]

3.1.16

脱硝 DeNOx

从烟气中去除氮氧化物的工艺或设备。

3.1.17

污水 effluent

排放到环境中的废液。

3.1.18

燃料单位热能排放量 fuel specific emission

燃料完全燃烧每释放单位热能所产生的组分量。

3.1.19

主体电厂 host power plant

对烟气进行CO_2捕集的发电厂。

3.1.20

杂质 impurities

CO_2气流中非CO_2的物质，其可能来自原材料或捕集工艺，或为了输送而掺加的物质，或因CO_2地下封存或泄漏导致释放或形成的物质。

[来源：ISO 27917：2017, 3.2.12]

3.1.21

接口 interface

系统两个部分之间的机械、热、电或操作公共边界。

[来源：ISO 10795：2011，1.120]

3.1.22

关键性能指标 key performance indicator

与电厂燃烧后CO_2捕集装置相关的性能衡量指标。

3.1.23

测量不确定度 measurement uncertainty/uncertainty of measurement/uncertainty

基于已有信息，描述被测变量的表征数值分散性的非负参数。

注1：测量不确定度包括由系统性影响导致的分量，例如与校正和物理特性指定量值相关的分量，以及定义的不确定度。有时不会对估计的系统性影响进行校正，而是加入相关的测量不确定度分量。

注2：该参数可以是称为标准测量不确定度（或其指定倍数）的标准偏差，或具有特定覆盖概率区间的半宽。

注3：测量不确定度通常包括许多分量。其中一些分量可以通过测量不确定度的A类评定对来自一系列测量的特定数值的统计分布来予以评估，并且可以用标准偏差来表征。其他分量可以通过测量不确定度的B类评定来评估，也可以基于经验或其他信息的概率密度函数，用标准偏差进行评估。

注4：通常，对于一组给定的信息，应理解测量不确定度与赋予被测量的指定量值有关。对该值进行修改会导致相关不确定度的改变。

[来源：ISO/IEC GUIDE 99:2007, 2.26，修改后——注1中的“测量标准”改为“物理特性”。]

注5：“测量不确定度的A类评定”定义为通过对在规定的测量条件下获得的测量量值进行统计分析来评定测量不确定度的分量。“测量不确定度的B类评定”定义为对通过测量不确定度的A类评定以外的方式对确定的测量不确定度分量进行评定。

[来源：ISO/IEC GUIDE 99:2007、2.28 和 2.29]

3.1.24

颗粒物 PM

颗粒物，包括 PM2.5、PM10和/或总悬浮颗粒物。

[来源：ISO 25597:2013, 3.21]

3.1.25

颗粒物去除 particulate removal

从烟气流中去除颗粒物的过程

3.1.26

燃烧后 CO_2 捕集装置 PCC plant

从燃烧烟气中捕集CO_2的工艺和相关设备。

3.1.27

永久性设备仪表 permanent plant instrument

安装在发电厂和捕集装置上用于控制和监测的仪表。

3.1.28

燃烧后 CO_2 捕集 post-combustion CO_2 capture

从碳基燃料燃烧产生的烟气流中捕集CO_2。
[来源：ISO/TR 27912：2016, 3.51]

3.1.29

产品 CO_2 流 product CO_2 stream

由CO_2捕集和压缩/液化工艺产生的介质流。

3.1.30

回收系统 reclaiming system

燃烧后CO_2捕集装置中回收CO_2吸收剂的系统，用于去除吸收剂中的热稳定性盐，热稳定性盐多为有机/无机酸和吸收剂中的胺反应产生。

3.1.31

冗余仪表 redundant instrument

在用于测量相同参数的类似仪表出现故障的情况下，保障装置运行所需的备份仪表。

3.1.32

参考电厂 reference power plant

没有CO_2捕集装置的电厂。
注1：发电厂是真实的或假设的发电厂。

3.1.33

再生 regeneration

将使用过的吸收剂恢复到其有效工作状态的过程。

3.1.34

废热 rejected heat

通过冷却设备散发到环境中的热量。

3.1.35

单位吸收剂消耗 specific absorbent consumption

捕集和压缩/液化每吨CO_2所消耗的CO_2吸收剂的量。

3.1.36

单位二氧化碳减排 specific reduction in CO_2 emissions

相对参考电厂，主体电厂加装燃烧后CO_2捕集装置后，单位产出下的CO_2排放净减少量。
注：排放减少量的度量是以电厂净发电量为基准进行标准化。
[来源：ISO 27917:2017，定义3.2.8]

3.1.37

单位化学品消耗 specific chemical consumption

捕集和压缩/液化每吨CO_2所消耗的化学品量。

3.1.38

单位等效电能消耗 specific equivalent electrical energy consumption

捕集和压缩/液化每吨CO_2导致的主体电厂净输出功率变化量。

3.1.39

单位电能消耗 specific electrical energy consumption

捕集和压缩/液化每吨CO_2所消耗的电能。

3.1.40

单位热能消耗 specific thermal energy consumption

捕集和压缩/液化每吨 CO_2 所消耗的热量。

3.1.41

基准条件 reference conditions

为确保报告结果的可比较性并对标，性能评估结果可根据基准点条件调整。

3.1.42

火电厂 thermal power plant

燃烧固体、液体、气体燃料的发电厂。
[来源：GB/T 13223-2011]

3.1.43

连接点 tie-in point

公用工程设施与燃烧后 CO_2 捕集装置之间的连接点。
注：该点位于燃烧后 CO_2 捕集装置的边界。

3.1.44

处理过的烟气 treated flue gas

经过 CO_2 捕集装置后，降低 CO_2 浓度的烟气。

3.1.45

公用工程 utilities

工艺运行所需的辅助设施，例如蒸汽、电、冷却水（CW）、除盐水、压缩空气、制冷和污水处理。

3.1.46

排气 vent gases

除烟道气或经处理的烟道气以外，在启动、停机、紧急情况等场景下，直接排放到大气中的气体。

3.1.47

余热 waste heat

以环境温度为基准，被考察体系排出的热载体可释放的热称为余热。
[来源：GB/T 1028-2000]

3.1.48

废水 waste water

工业生产过程中排放的水。

[来源：HJ 596.1-2010]

3.1.49

湿基 wet-basis

度量固体（如燃料）或气体（如烟气）中水分的方式，在湿基度量中，物质的重量或含量是相对于其湿重来计算的，即包含物质本身的水分。

3.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

3.2.1	CCUS	carbon dioxide capture, utilization and storage，CO_2 捕集利用与封存
3.2.2	CW	cooling water，冷却水
3.2.3	DP	differential pressure，差压
3.2.4	FGD	flue gas desulfurization，烟气脱硫
3.2.5	FSE	fuel specific emission，燃料单位热能排放量
3.2.6	GTCC	gas turbine combined cycle，燃气轮机联合循环
3.2.7	HP	high pressure，高压
3.2.8	HRSG	heat recovery steam generator，余热锅炉
3.2.9	IP	intermediate pressure，中压
3.2.10	KPI	key performance indicator，关键性能指标
3.2.11	LHV	lower heating value，低热值
3.2.12	LP	low pressure，低压
3.2.13	MP	medium pressure，中压
3.2.14	NOx	nitrogen oxides，氮氧化物
3.2.15	PCC	post-combustion CO_2 capture，燃烧后 CO_2 捕集
3.2.16	PM	particulate matter，颗粒物
3.2.17	SAC	specific absorbent consumption，单位吸收剂消耗量
3.2.18	SCC	specific chemical consumption，单位化学品消耗
3.2.19	SCWD	specific cooling water duty，单位冷却水负荷
3.2.20	SEC	specific electrical energy consumption，单位电能消耗
3.2.21	SEEC	specific equivalent electrical energy consumption，单位等效电能消耗
3.2.22	SOx	sulphur oxides, sulfur oxides，硫氧化物

3.2.23	SRCE	specific reduction in CO_2 emissions，单位二氧化碳减排
3.2.24	STEC	specific thermal energy consumption，单位热能消耗

3.3 符号

下列符号适用于本文件。

$c_{\mathrm{p\ CW}}$	冷却水比热	[kJ/(kg K)]
e_{SCWD}	燃烧后 CO_2 捕集装置每捕集 1 吨 CO_2 所需的冷却水	[m^3/t]
e^{h}_{STEC}	燃烧后 CO_2 捕集装置每捕集 1 吨 CO_2 消耗的热能	[kJ/t]
e_{SEC}	燃烧后 CO_2 捕集装置每捕集 1 吨 CO_2 消耗的电能	[kWh/t]
e_{SEEC}	单位等效电能消耗量	[kWh/t]
h_{steam}	蒸汽比焓	[kJ/kg]
$h_{\mathrm{condensate}}$	冷凝水比焓	[kJ/kg]
LHV_{fuel}	燃料的低热值	[kJ/kg]
P_{CW}	冷却水泵功耗	[MW]
P_{LGP}	从蒸汽循环中抽取蒸汽而降低的功率	[MW]
P_{PCC}	燃烧后 CO_2 捕集装置的总功耗	[MW]
$P_{\mathrm{NET,ref}}$	参考电厂的净功率输出	[MW]
$P_{\mathrm{NET,cap}}$	带有燃烧后 CO_2 捕集装置发电厂的净功率输出	[MW]
p_e	介质流的绝对压力	[kPa]
p_{CWin}	供应侧冷却水压力	[kPa]
p_{CWout}	回流侧冷却水压力	[kPa]
$q_{m\ \mathrm{CO_2_comp_a}}$	压缩后产品 CO_2 流股的质量流量	[t/h]
$q_{m\ \mathrm{CO_2_comp_b}}$	压缩前产品 CO_2 流股的质量流量	[t/h]
$q_{m\ \mathrm{CO_2}}$	燃烧后 CO_2 捕集装置捕集的 CO_2	[t/h]
$q_{m\ \mathrm{CO_2e,ref}}$	参考电厂的 CO_2 排放量	[t/h]
$q_{m\ \mathrm{CO_2e,cap}}$	带有燃烧后 CO_2 捕集装置发电厂的 CO_2 排放量	[t/h]
$q_{m\ \mathrm{steam}}$	供应给燃烧后 CO_2 捕集装置的蒸汽质量流量	[kg/h]
$q_{m\ \mathrm{condensate}}$	来自燃烧后 CO_2 捕集装置的冷凝水的质量流量	[kg/h]
$q_{m\ \mathrm{absorbent}}$	燃烧后 CO_2 捕集装置的吸收剂消耗率	[kg/h]
$q_{m\ \mathrm{chemical}}$	燃烧后 CO_2 捕集装置的化学品消耗率	[kg/h]
q_V	测量或特定条件下的体积流量	[m^3/h]
q_{Vr}	标准参考条件下的体积流量	[m^3/h]
$q_{Vr\ \mathrm{CO_2in}}$	在标准参考条件下，燃烧后 CO_2 捕集装置入口处的 CO_2 干基体积流量	[m^3/h]
$q_{Vr\ \mathrm{CO_2out}}$	在标准参考条件下，燃烧后 CO_2 捕集装置出口处的 CO_2 干基体积流量	[m^3/h]
$q_{Vr\ \mathrm{flue\ gas\ in}}$	在标准参考条件下，进入 CO_2 捕集装置的烟气干基体积流量	[m^3/h]

$q_{Vr\ \text{flue gas out}}$	在标准参考条件下，CO_2 捕集装置出口的烟气干基体积流量	[m^3/h]
$q_{Vr\ \text{product_a}}$	在标准参考条件下，压缩后产品 CO_2 流股的干基体积流量	[m^3/h]
$q_{Vr\ \text{product_b}}$	在标准参考条件下，压缩前产品 CO_2 流股的干基体积流量	[m^3/h]
T_{CWin}	冷却水进水温度	[K]
T_{CWout}	冷却水回水温度	[K]
T_S	烟气流股的平均温度	[K]
$w_{\text{absorbent}}$	每捕集 1 吨 CO_2 的吸收剂消耗量	[kg/t]
w_{chemical}	每捕集 1 吨 CO_2 的化学品消耗量	[kg/t]
w_{C}	按质量计算的燃料中含碳百分比	[%]
η_{CO_2}	CO_2 捕集率	[%]
η_{M}	电机效率	[%]
η_{P}	冷却水泵效率	[%]
$\eta_{\text{gas to PCC}}$	总烟气中流入燃烧后 CO_2 捕集装置的比例	[%]
η_{ref}	参考电厂的净功率输出效率	[-] or [%]
η_{PCC}	带燃烧后 CO_2 捕集装置的发电厂净功率输出效率	[-] or [%]
ρ_{CW}	冷却水密度	[kg/m^3]
Φ_{CW}	燃烧后 CO_2 捕集装置的总冷却热负荷	[kJ/h]
$\varphi_{CO_2\text{in_cap}}$	CO_2 捕集装置入口烟气中干基 CO_2 体积浓度	[%]
$\varphi_{CO_2\text{out_cap}}$	CO_2 捕集装置出口烟气中干基 CO_2 体积浓度（处理后的烟气排放侧）	[%]
$\varphi_{CO_2\text{out_comp_a}}$	压缩后产品 CO_2 流股的干基 CO_2 体积浓度	[%]
$\varphi_{CO_2\text{out_comp_b}}$	压缩前产品 CO_2 流股的干基 CO_2 体积浓度	[%]
ΔE	每单位产品带来的系统输入能量增量	[-]

4 定义系统边界

4.1 与主体电厂集成的燃烧后捕集装置

本文件旨在评估与碳基燃料火力发电厂（包括热电联产）集成的燃烧后捕集装置的性能。本文件涵盖了所有碳基燃料的使用。

与火力发电厂（也称为主体电厂）集成燃烧后捕集装置具有以下特征：

a) 从一座或多座主体电厂接收烟气。烟气预处理可在主体电厂、燃烧后捕集装置内，或者也可在主体电厂、燃烧后捕集装置两侧联合处理。

b) 通常从主体电厂或其他辅助机组接收公用工程和能量，或者向主体电厂输送能量。

c) 根据两侧的要求，燃烧后捕集装置负荷控制与主体电厂集成。

在本文中其余部分这些应用称为“与主体电厂集成的燃烧后捕集装置”。

4.2 燃烧后捕集装置、主体电厂和公用工程的边界

图 1 显示与主体电厂集成的燃烧后捕集装置的典型边界。主体电厂或燃烧后捕集装置的具体配置可能会导致细微的变化。图 1 展示了一种包含多个主流工艺的综合配置，其中包括碳基燃料锅炉或天然气联合循环，部分项目可能不适用于所有情况。任何燃烧后捕集装置的边界都可能包括以下接口。

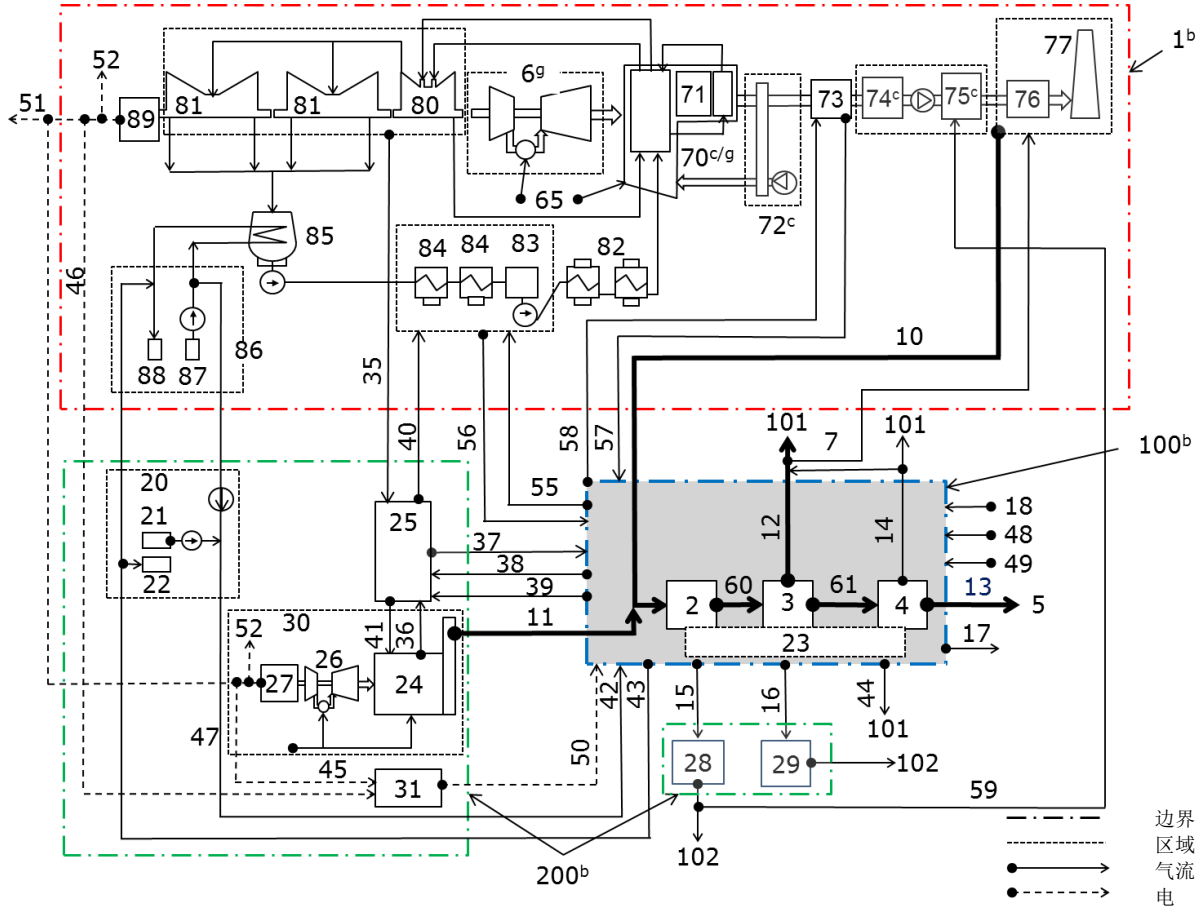
a) 与主体电厂接口：该接口的主要部分包括烟气（在任何现有环境控制系统的下游）、电力和传热介质（如果上述各项都由主体电厂提供）；

b) 与辅助机组的接口：包括辅助锅炉或带有余热锅炉的辅助燃气轮机，以在对主体电厂进行有限的改造或具有有限的运行影响时，代替主体电厂或与主体电厂结合为燃烧后捕集装置提供传热介质和电力。仅应包括影响燃烧后捕集装置性能评估的公用工程消耗。

c) 与环境的接口：燃烧后捕集装置的出口直接向大气排气，如果存在废水、固体废物和耗材（例如滤芯）等，也应包括在公用工程消耗的计算中。

d) 与二氧化碳输送基础设施的接口：该接口是来自二氧化碳压缩机或二氧化碳泵的出口管道上的第一个法兰（如果采用）。

与主体电厂集成的燃烧后捕集装置的性能评估边界在图 1 中用粗虚线（标记为 100）表示。考虑到系统的复杂性，表 1 至表 5 中提供了对各种介质流股和设备的解释。



索引

1	主体电厂边界—此方框流程配置是燃煤锅炉电厂和燃气轮机联合循环电厂的典型配置	45	来自辅助发电系统的电力
2	预处理（激冷装置、深度脱硫、烟气风机）——调节烟气以准备分离 二氧化碳。这可以包括去除可能损坏吸收剂的污染物或温度控制以优化吸收塔效率等。	46	从主体电厂到燃烧后捕集装置的电力
3	二氧化碳捕集段	47	辅助蒸汽发生系统和发电系统的燃料
4	二氧化碳压缩/液化段（含二氧化碳净化）	48	化学品
5	二氧化碳输送系统	49	除盐水、工业用水
6	燃气轮机联合循环中的燃气轮机 - 指定为锅炉（70）的项目将是余热锅炉，空气预	50	输送到与燃烧后捕集装置相关的动力设备和系统（包括风机、泵和压缩系统）

	热器和强制送风机（72）、颗粒去除系统（74）和烟气脱硫系统（75）将被移除。		的电力
7	如果要求，输送到烟囱（该流股可能含有残余二氧化碳（如果存在））	51	净功率输出
10	来自主体电厂的烟气	52	从主体电厂或辅助发电系统输送到同一发电厂或系统内的其他设备的电力
11	来自辅助机组的烟气（辅助蒸汽和发电系统，#30）	55	将废热从燃烧后捕集装置输送到主体电厂的介质（例如锅炉给水预热）
12	处理过的烟气（主要是氮气，但可能含有残余二氧化碳）直接排放或送入烟囱	56	燃烧后捕集装置内使用的主体电厂废热或返回主体电厂中使用的燃烧后捕集装置废热——该介质流股可以代表在燃烧后捕集装置中吸收剂再生过程中使用的主体电厂废热、或在燃烧后捕集装置产生并返回给主体电厂使用的废热（例如，锅炉给水预热）。
13	产品二氧化碳，送去输送	57	将废热从主体电厂输送到燃烧后捕集装置的介质。主体电厂中常见的废热来源是烟气中所含的热量。该介质流股中包含由介质流股 37 提供给燃烧后捕集装置的热量。
14	二氧化碳排放到大气中用于启动,停机,和干扰	58	从燃烧后捕集装置返回的发电厂废热——此介质流股代表从介质流股57返回到主体电厂的废热
15	送去处理的废水	59	在烟气脱硫中使用燃烧后捕集装置的排放物- 燃烧后捕集装置的废水可能用作烟气脱硫系统中的补给水
16	送去处理的废物	60	预处理后的烟气——本介质流股是去除杂质并进行温度调整后以准备进入吸收塔的烟气流股（从第 2 项到第 3 项）
17	副产品	61	离开吸收塔进入压缩系统之前的产品二氧化碳流股（从第 3 项到第4项）
18	新鲜吸收剂	65	发电厂的燃料
20	冷却水发生系统——冷却系统可包括冷却塔、直流冷却水系统或翅片式空气冷却器。	70	锅炉——或燃气轮机联合循环电厂中的余热锅炉
21	冷却水取水口——冷却水取水口对于主体电厂或燃烧后捕集装置可能是公用的。	71	脱硝系统
22	冷却水排放口——冷却水排放口对于主体电厂或燃烧后捕集装置可能是公用的。	72	空气预热器和送风机（不适用于燃气轮机联合循环情况）
23	翅片式空气冷却器集成到燃烧后捕集装置中	73	烟气余热回收系统
24	辅助蒸汽发生系统——例如，辅助燃气轮机上的余热锅炉或辅助锅炉。	74	颗粒脱除系统（不适用于燃气轮机联合循环情况）

25	蒸汽分配系统	75	烟气脱硫（不适用于燃气轮机联合循环情况）
26	辅助燃气轮机	76	烟气加热器（如有必要）
27	辅助发电机	77	烟囱和处理后的烟气管道
28	废水处理系统	80	高压（HP）缸 – 中压（IP）缸
29	废物处理系统	81	低压（LP）缸
30	辅助蒸汽发生系统和发电系统	82	高压加热器
31	配电系统–控制输送到燃烧后捕集装置以运行风机、泵、风机和压缩系统的电力	83	除氧器
35	来自主体电厂的蒸汽——尽管在此处标记为蒸汽，但其也可以是其他热能传递介质（例如，热油）	84	低压加热器
36	来自辅助蒸汽发生系统的蒸汽——虽然在此处标记为蒸汽，但它也可以是不同的热能传递介质（例如，热油）	85	蒸汽凝汽器
37	从主体电厂供应到燃烧后捕集装置的蒸汽，用于吸收剂再生和其他过程——尽管这里标记为蒸汽，但它也可以是不同的热能传递介质（例如，热油）。	86	发电厂冷却水供应系统
38	从燃烧后捕集装置到主体电厂的排出蒸汽——如果蒸汽是燃烧后捕集装置内使用的传热介质，则任何排出蒸汽都可以返回到主体电厂。	87	发电厂冷却水取水口
39	从燃烧后捕集装置到主体电厂的蒸汽冷凝水——如果蒸汽在燃烧后捕集装置中使用和凝结，则此介质流股表示将冷凝水返回到主体电厂。	88	发电厂冷却水排放口
40	蒸汽冷凝水返回主体电厂	89	发电厂发电机
41	蒸汽冷凝水回流到辅助蒸汽发生系统	100	燃烧后捕集装置边界
42	冷却水给水——如果主体电厂和/或辅助机组的冷却水系统用于向 燃烧后捕集装置提供冷却水，则在此介质流股中考虑。	101	大气
43	冷却水回水——冷却水从燃烧后捕集装置返回到主体电厂和/或辅助机组	102	水界
44	来自集成到燃烧后捕集装置内的工艺冷却器中的废热（#23）	200	辅助单元边界

注释：

附件 A 中按升序汇总了该图中的所有不同介质流股和设备。

b 边界

c 仅适用于燃煤锅炉的情况

g 仅适用于燃气轮机联合循环的情况

图1 燃烧后捕集装置的边界

图 1 中编号的几个项目直接影响第 1 节中定义的 KPI。表 1 中包含与二氧化碳排放单位减少量相关的项目。这些项目包括从主体电厂和任何辅助机组进入燃烧后捕集装置的烟气流股、以及在二氧化碳分离后离开燃烧后捕集装置的介质流股。需要注意的是，进入燃烧后捕集装置的烟气流股不一定代表主体电厂或辅助机组产生的所有含二氧化碳的烟气。燃烧后捕集装置可以设计为部分捕集，即一定比例的烟气被输送到燃烧后捕集装置进行处理，而剩余的烟气及其相关的二氧化碳则直接排放到大气中。这种情况在第 5 节中进一步讨论。

还应注意，与当量电能消耗相关的 KPI，即 SEEC 和 SRCE，可应用于上文第 4.2 b）条中定义的带有辅助机组的情况。在计算第 9.4 节和第 9.5 节所述的 KPI 时，如果辅助机组产生的电力为燃烧后捕集装置的设备供电，则取决于具体项目的应用情况，必要时可以将辅助机组包含在主体电厂中。在此情况下，上述 KPI 的解释受到附件 D.2 中单位燃料排放量[kg/kJ] 和辅助机组的热耗率影响。如果这些主要参数与主体电厂不同，则每次计算使用的这些主要参数应与 KPI 一起列出，以便相关各方理解。

表1 图 1 中显示的与二氧化碳排放比减少量 KPI 相关的介质流股和设备描述

介质流股/设备编号	描述
7	如果要求，输送到烟囱（该流股可能含有残余二氧化碳（如果存在））
10	来自主体电厂的烟气
11	来自辅助机组的烟气（辅助蒸汽和发电系统，#30）
12	处理过的烟气（主要是氮气，但可能含有残余二氧化碳）直接排放或送入烟囱
13	产品二氧化碳，送去输送

与单位热能消耗（STEC）的 KPI 相关的项目在表 2 中注明。蒸汽和/或废热可以从主体电厂或辅助机组提供，以帮助驱动燃烧后捕集装置的工艺。此外，燃烧后捕集装置产生的废热有时可用于主体电厂或辅助机组，如表 2 中所示。

表2 图 1 中显示的与热能比消耗量 KPI 相关的介质流股和设备描述

介质流股/设备编号	描述
35	来自主体电厂的蒸汽——尽管在此处标记为蒸汽，但其也可以是其他热能传递介质（例如，热油）
36	来自辅助蒸汽发生系统的蒸汽——虽然在此处标记为蒸汽，但它也可以是不同的热能传递介质（例如，热油）
37	从主体电厂供应到燃烧后捕集装置的蒸汽，用于吸收剂再生和其他过程——尽管这里标记为蒸汽，但它也可以是不同的热能传递介质（例如，热油）。
38	从燃烧后捕集装置到主体电厂的排出蒸汽——如果蒸汽是燃烧后捕集装置内使用的传热介质，则任何排出蒸汽都可以返回到主体电厂。
39	从燃烧后捕集装置到主体电厂的蒸汽冷凝水——如果蒸汽在燃烧后捕集装置中使用和凝结，则此介质流股表示将冷凝水返回到主体电厂。
40	蒸汽冷凝水返回主体电厂
41	蒸汽冷凝水回流到辅助蒸汽发生系统
42	冷却水给水——如果主体电厂和/或辅助机组的冷却水系统用于向 燃烧后捕集装置提供冷却水，则在此介质流股中考虑。
43	冷却水回水——冷却水从燃烧后捕集装置返回到主体电厂和/或辅助机组
44	来自集成到燃烧后捕集装置内的工艺冷却器中的废热（#23）
55	将废热从燃烧后捕集装置输送到主体电厂的介质（例如锅炉给水预热）

56	燃烧后捕集装置内使用的主体电厂废热或返回主体电厂中使用的燃烧后捕集装置废热——该介质流股可以代表在燃烧后捕集装置中吸收剂再生过程中使用的主体电厂废热、或在燃烧后捕集装置产生并返回给主体电厂使用的废热（例如，锅炉给水预热）。
57	将废热从主体电厂输送到燃烧后捕集装置的介质。主体电厂中常见的废热来源是烟气中所含的热量。该介质流股中包含由介质流股 37 提供给燃烧后捕集装置的热量。
58	从燃烧后捕集装置返回的发电厂废热——此介质流股代表从介质流股 57 返回到主体电厂的废热

与 SEC 和 SEEC 的 KPI 相关的项目见表 3。主体电厂或辅助机组产生的电力可为燃烧后捕集装置的设备（包括压缩机）供电，用于这些目的的电力对 SEEC 产生影响。此外，燃烧后捕集装置用于驱动二氧化碳分离过程（见表 2）的蒸汽也对 SEC 和 SEEC 产生影响，因为如果没有二氧化碳捕集，这些蒸汽原本也可用于发电。

表3　图 1 中显示的与 SEC 和 SEEC KPI 相关的介质流股和设备描述

介质流股/设备编号	描述
31	配电系统–控制输送到燃烧后捕集装置以运行风机、泵、风机和压缩系统的电力
45	来自辅助发电系统的电力
46	从主体电厂到燃烧后捕集装置的电力
50	输送到与燃烧后捕集装置相关的动力设备和系统（包括风机、泵和压缩系统）的电力
51	净功率输出
52	从主体电厂或辅助发电系统输送到同一发电厂或系统内的其他设备的电力

与特定吸收剂和化学品/辅助材料消耗或功能活性降低相关的 KPI 项目在表 4 中注明。

表4　图 1 中与 SAC 和 SCC 相关的流股和设备的描述

介质流股/设备编号	描述
15	送去处理的废水
16	送去处理的废物
17	副产品
18	新鲜吸收剂
48	化学品或辅助材料
49	除盐水、工业用水

最后，表 5 中列出了包含在图 1 中但对 KPI 计算没有直接影响的项目。将这些项目纳入图 1 便于更好理解影响 KPI 的流程和设备。

表5　图 1 中所示的介质流股和设备描述

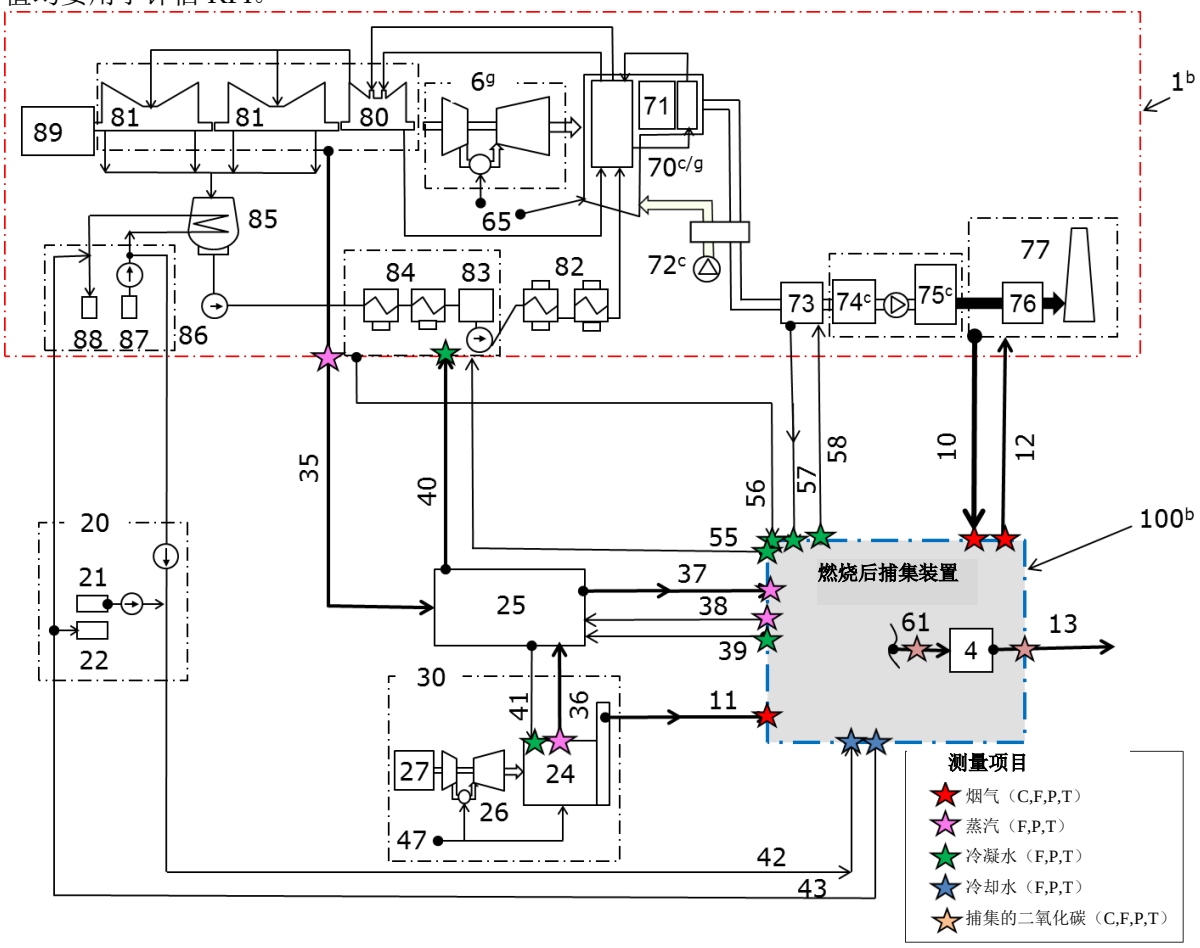
介质流股/设备编号	描述
燃烧后捕集装置	

2	预处理（激冷装置、深度脱硫、烟气风机）——调节烟气以准备分离 二氧化碳。这可以包括去除可能损坏吸收剂的污染物或温度控制以优化吸收塔效率等。
3	二氧化碳捕集段
4	二氧化碳压缩/液化段（含二氧化碳净化）
14	二氧化碳排放到大气中用于启动,停机,和干扰
23	翅片式空气冷却器集成到燃烧后捕集装置中
60	预处理后的烟气——本介质流股是去除杂质并进行温度调整后以准备进入吸收塔的烟气流股（从第 2 项到第 3 项）
61	离开吸收塔进入压缩系统之前的产品二氧化碳流股（从第 3 项到第 4 项）
100b	燃烧后捕集装置边界
主体电厂	
1b	主体电厂边界—此方框流程配置是燃煤锅炉电厂和燃气轮机联合循环电厂的典型配置。
6g	燃气轮机联合循环中的燃气轮机 - 指定为锅炉（70）的项目将是余热锅炉，空气预热器和强制送风机（72）、颗粒去除系统（74）和烟气脱硫系统（75）将被移除。
65	发电厂的燃料
70c/g	锅炉——或燃气轮机联合循环电厂中的余热锅炉
71	脱硝系统
72c	空气预热器和送风机（不适用于燃气轮机联合循环情况）
73	烟气余热回收系统
74c	颗粒脱除系统（不适用于燃气轮机联合循环情况）
75c	烟气脱硫（不适用于燃气轮机联合循环情况）
76	烟气加热器（如有必要）
77	烟囱和处理后的烟气管道
80	高压（HP）缸 – 中压（IP）缸
81	低压（LP）缸
82	高压加热器
83	除氧器

84	低压加热器
85	蒸汽凝汽器
86	发电厂冷却水供应系统
87	发电厂冷却水取水口
88	发电厂冷却水排放口
89	发电厂发电机
辅助机组（如果安装）	
20	冷却水发生系统——冷却系统可包括冷却塔、直流冷却水系统或翅片式空气冷却器。
21	冷却水取水口——冷却水取水口对于主体电厂或燃烧后捕集装置可能是公用的。
22	冷却水排放口——冷却水排放口对于主体电厂或燃烧后捕集装置可能是公用的。
24	辅助蒸汽发生系统——例如，辅助燃气轮机上的余热锅炉或辅助锅炉。
25	蒸汽分配系统
26	辅助燃气轮机
27	辅助发电机
28	废水处理系统
29	废物处理系统
30	辅助蒸汽发生系统和发电系统
47	辅助蒸汽发生系统和发电系统的燃料
59	在烟气脱硫中使用燃烧后捕集装置的排放物- 燃烧后捕集装置的废水可能用作烟气脱硫系统中的补给水
200b	辅助机组边界
边界外	
5	二氧化碳运输
101	大气
102	水界

与能量使用和二氧化碳排放相关的 KPI 的评估取决于在系统内多个点的测量值。这些点及其相关介质流股如图 2 所示。使用的介质流股/设备编号与图 1 中相同。如图所示，这些测量值包括进

入和离开燃烧后捕集装置的烟气以及用于运输的产品二氧化碳流股（流股 13）的浓度、流速、压力和温度。此外，进入和离开燃烧后捕集装置的蒸汽、冷凝水和冷却水流的流量、压力和温度测量值均要用于评估 KPI。



索引

1	主体电厂边界—此方框流程配置是燃煤锅炉电厂和燃气轮机联合循环电厂的典型配置
4	二氧化碳压缩/液化段（含二氧化碳净化）
6	燃气轮机联合循环中的燃气轮机 - 指定为锅炉（70）的项目将是余热锅炉，空气预热器和强制送风机（72）、颗粒去除系统（74）和烟气脱硫系统（75）将被移除。
10	来自主体电厂的烟气
11	来自辅助机组的烟气（辅助蒸汽和发电系统，#30）
12	处理过的烟气（主要是氮气，但可能含有残余二氧化碳）直接排放或送入烟囱
13	产品二氧化碳，送去输送
20	冷却水发生系统——冷却系统可包括冷却塔、直流冷却水系统或翅片式空气冷却器。
21	冷却水取水口——冷却水取水口对于主体电厂或燃烧后捕集装置可能是公用的。
22	冷却水排放口——冷却水排放口对于主体电厂或燃烧后捕集装置可能是公用的。
23	翅片式空气冷却器集成到燃烧后捕集装置中
24	辅助蒸汽发生系统——例如，辅助燃气轮机上的余热锅炉或辅助锅炉。
25	蒸汽分布系统

26	辅助燃气轮机
27	辅助发电机
30	辅助蒸汽发生系统和发电系统
35	来自主体电厂的蒸汽——尽管在此处标记为蒸汽，但其也可以是其他热能传递介质（例如，热油）
36	来自辅助蒸汽发生系统的蒸汽——虽然在此处标记为蒸汽，但它也可以是不同的热能传递介质（例如，热油）
37	从主体电厂供应到燃烧后捕集装置的蒸汽，用于吸收剂再生和其他过程——尽管这里标记为蒸汽，但它也可以是不同的热能传递介质（例如，热油）。
38	从燃烧后捕集装置到主体电厂的排出蒸汽——如果蒸汽是燃烧后捕集装置内使用的传热介质，则任何排出蒸汽都可以返回到主体电厂。
39	从燃烧后捕集装置到主体电厂的蒸汽冷凝水——如果蒸汽在燃烧后捕集装置中使用和凝结，则此介质流股表示将冷凝水返回到主体电厂。
40	蒸汽冷凝水返回主体电厂
41	蒸汽冷凝水回流到辅助蒸汽发生系统
42	冷却水给水——如果主体电厂和/或辅助机组的冷却水系统用于向 燃烧后捕集装置提供冷却水，则在此介质流股中考虑。
43	冷却水回水——冷却水从燃烧后捕集装置返回到主体电厂和/或辅助机组
47	辅助蒸汽发生系统和发电系统的燃料
55	将废热从燃烧后捕集装置输送到主体电厂的介质（例如锅炉给水预热）
56	燃烧后捕集装置内使用的主体电厂废热或返回主体电厂中使用的燃烧后捕集装置废热——该介质流股可以代表在燃烧后捕集装置中吸收剂再生过程中使用的主体电厂废热、或在燃烧后捕集装置产生并返回给主体电厂使用的废热（例如，锅炉给水预热）。
57	将废热从主体电厂输送到燃烧后捕集装置的介质。主体电厂中常见的废热来源是烟气中所含的热量。该介质流股中包含由介质流股 37 提供给燃烧后捕集装置的热量。
58	从燃烧后捕集装置返回的发电厂废热——此介质流股代表从介质流股57返回到主体电厂的废热
61	离开吸收塔进入压缩系统之前的产品二氧化碳流股（从第 3 项到第4项）
65	发电厂的燃料
70	锅炉——或燃气轮机联合循环电厂中的余热锅炉
71	脱硝系统
72	空气预热器和送风机（不适用于燃气轮机联合循环情况）
73	烟气余热回收系统
74	颗粒脱除系统（不适用于燃气轮机联合循环情况）
75	烟气脱硫（不适用于燃气轮机联合循环情况）
76	烟气加热器（如有必要）
77	烟囱和处理后的烟气管道

80	高压（HP）缸 – 中压（IP）缸
81	低压（LP）缸
82	高压加热器
83	除氧器
84	低压加热器
85	蒸汽凝汽器
86	发电厂冷却水供应系统
87	发电厂冷却水取水口
88	发电厂冷却水排放口
89	发电厂发电机
100	100代表燃烧后捕集装置边界

注释：
附件 A 中按升序汇总了该图中的所有不同介质流股和设备。

b 边界

c 仅适用于燃煤锅炉的情况

g 仅适用于燃气轮机联合循环的情况

测量项目：

C 浓度

F 流量

P 压力

T 温度

图2 用于评估 KPI 的测量介质流股/位置

包括燃烧后捕集装置热量、冷却水和电力消耗在内的公用工程消耗评估边界分别显示在图 3 至图 5 中——与图 1 一致。第 5 节定义中包含的所有流股都跨越燃烧后捕集装置边界（表 5 中的线框 100b）。第 6 节包括一些不跨越燃烧后捕集装置边界的流股。在评估主体电厂和燃烧后捕集装置的性能时，其中一些流股很重要。

5 燃烧后捕集装置基本性能的定义

5.1 通则

本章定义了燃烧后捕集装置和集成系统基本性能的参数。

5.2 输入和输出介质流

计算二氧化碳捕集效率应考虑以下输入介质流的流量、温度、压力和成分：

a) 来自主发电厂的烟气[介质流#10]；

b) 来自辅助蒸汽发生系统和发电系统的烟气[介质流#11]；

同样，应考虑以下输出介质流：

a) 来自燃烧后捕集装置的处理过的烟气 [介质流#12]；

b) 来自发电厂、辅助锅炉和/或辅助燃气轮机的未通过燃烧后捕集装置的未经处理的出口烟气；

c) 捕集的二氧化碳[介质流#13]；

d) 排放气体和其他损失 [介质流#14]。

5.3 吸收塔的捕集效率

本节中描述的计算方法仅适用于通过图 1 中描述的燃烧后捕集装置边界的流量。二氧化碳捕集效率（η_{CO2}）定义如下：

$$\eta_{CO2} = \frac{q_{Vr\ CO2in} - q_{Vr\ CO2out}}{q_{Vr\ CO2in}} \times 100 \quad (1)$$

式中：

$q_{Vr\ CO2in}$——在附件 E 中定义的标准参考条件下，燃烧后捕集装置入口处的干基二氧化碳体积流量，m^3/h；

$q_{Vr\ CO2out}$——在附件 E 中定义的标准参考条件下，燃烧后捕集装置出口处的干基二氧化碳体积流量，m^3/h。

$$q_{Vr\ CO2in} = q_{Vr\ flue\ gas\ in} \times \frac{\varphi_{CO2in_cap}}{100} \quad (2)$$

$$q_{Vr\ CO2out} = q_{Vr\ flue\ gas\ in} \times \frac{1 - \frac{\varphi_{CO2in_cap}}{100}}{1 - \frac{\varphi_{CO2out_cap}}{100}} - q_{Vr\ flue\ gas\ in} \times \left(1 - \frac{\varphi_{CO2in_cap}}{100}\right) \quad (3)$$

式中：

$q_{Vr\ flue\ gas\ in}$——在附件 E 中定义的标准参考条件下，进入二氧化碳捕集装置的干基烟气体积流量，m^3/h；

φ_{CO2in_cap}——进入二氧化碳捕集设备的干基烟气中二氧化碳体积浓度，%；

φ_{CO2out_cap}——二氧化碳捕集装置出口（处理后的烟气排放侧）干基烟气中的二氧化碳体积浓度，%。假设没有空气进入。

5.4 燃烧后捕集装置捕集的二氧化碳流量

燃烧后捕集装置捕集的二氧化碳流量（tCO_2/h）由安装在产物二氧化碳管线中的流量计进行测量（在 CO_2 压缩之前或之后），并根据运行条件进行校正。

$$q_{m\ CO2_comp_b} = q_{Vr\ product_b} \times \frac{\varphi_{CO2_comp_b}}{100} \times \frac{44.0}{22.7 \times 1000} \quad (4)$$

式中：

$q_{Vr\ product_b}$——在附件 E 中定义的标准参考条件下，压缩前的干基产物二氧化碳气流的体积流量，m^3/h；

$q_{m\ CO2_comp_b}$——压缩前的产物二氧化碳气流的质量流量，t/h；

$\varphi_{CO2_comp_b}$——压缩前的干基产物二氧化碳气流中的二氧化碳体积浓度，%。

$$q_{m\ CO2_comp_a} = q_{Vr\ product_a} \times \frac{\varphi_{CO2_comp_a}}{100} \times \frac{44.0}{22.7 \times 1\ 000} \quad (5)$$

式中：

$q_{Vr\ product_a}$——在附件 E 中定义的标准参考条件下，压缩后的干基产物二氧化碳气流的体积流量，m^3/h；

$q_{m\ CO2_comp_a}$——压缩后的产物二氧化碳气流的质量流量，t/h；

$\varphi_{CO2_comp_a}$——压缩后的干基产物二氧化碳气流中的二氧化碳体积浓度，%。

5.5 捕集的二氧化碳在二氧化碳压缩系统出口的特性

5.5.1 通则

将管道入口阀门的点定义为捕集和运输之间的系统边界。在该点，二氧化碳气流的成分、温度和压力应当在一个满足运输要求的范围内，在 ISO 27913 中有提供更详细的信息。

5.5.2 产物二氧化碳的成分

5.5.2.1 产物二氧化碳的测量

产物二氧化碳的测量应按照第 8 章推荐的测量方法进行测量。

产物二氧化碳定义为在二氧化碳输送接口处的捕集和压缩后的二氧化碳。二氧化碳纯度定义为以湿基表示的产物二氧化碳浓度。

5.5.2.2 产物二氧化碳中的杂质

产物二氧化碳中的杂质（尤其是水和氧气）应根据输送、储存和使用要求进行定义。有关产物二氧化碳规范的信息，请参见 ISO 27913 的附件 A。此外，在确定燃烧后捕集装置的整体二氧化碳平衡时，需要考虑这些装置的二氧化碳排放，包括少量入口流量（如果有）。如果燃烧后捕集装置对水分（H_2O）和氧气（O_2）浓度的要求限制过于严格，如图 1 所示，则可能需要安装脱水器（水分去除系统）和氧气去除系统。这些额外的装置可能需要额外的公用工程。这些装置消耗的能量应包含在由于二氧化碳捕集和压缩导致的能量消耗计算中。

5.5.2.3 杂质的测定

杂质浓度应按照第 8 章建议的方法或仪表或通过文件化的等效方法确定。如果在产物二氧化碳管线上安装脱水器或除氧装置，则应在这些装置之后测量产物二氧化碳中的杂质浓度。

5.5.2.4 产物中二氧化碳成分的测定

产物二氧化碳中的二氧化碳浓度如果无法准确的直接测量，则将其计算为所有杂质的测量浓度与 100%之间的差值。

5.5.3 二氧化碳压缩机系统出口压力

在评估二氧化碳压缩机的功耗之前，应确认二氧化碳压缩机的出口压力。测量点应靠近输送接口点。

5.5.4 其他

应制定质量控制措施用于本节计算所需测量值的所有特性值。可能需要进行二氧化碳计量，作为证明遵守适用于输送和封存的第三方要求的手段。

6 公用工程定义和消耗计算

6.1 通则

本节规定了如何评估燃烧后 CO_2 捕集装置的公用工程消耗。定义了公用工程系统的特性，包括传热介质；各种工艺用水来源；化学品（包括吸收剂）；以及电能。每个项目烟气中特定杂质的浓度不同，这可能会影响公用工程的消耗。

如果需要额外的 CO_2 排放源来提供额外的热量或电能，例如辅助锅炉和/或辅助燃气轮机，则这些设施所需的能量和公用工程不应包括在计算中。然而，但需要记录这些数据，以便在第 9 节中整体评估。

间歇或分批运行的设备（例如回收器）在适当的时间长度内按平均值进行评估，该时间长度由同时段内的 CO_2 平均去除量确定。

与燃烧后 CO_2 捕集装置烟气预处理相关的额外公用工程消耗应包括在总能耗估算中。这包括燃烧后 CO_2 捕集装置所需的额外脱硝、脱硫和除尘。

6.2 低压-中压蒸汽

6.2.1 公用工程的定义

公用工程的定义包括：

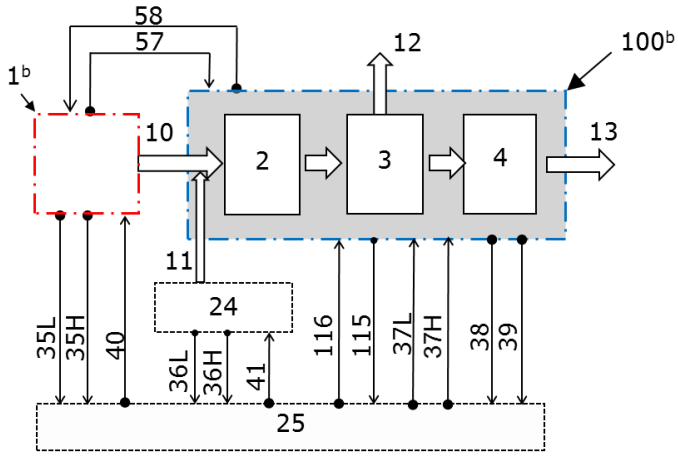
— 燃烧后 CO_2 捕集装置所需的蒸汽或热能来自主体电厂的蒸汽循环或独立的公用工程设施，例如辅助锅炉或辅助燃气轮机上的余热锅炉。

— 来自燃烧后 CO_2 捕集装置冷凝水中的热能，返回主体电厂的冷凝水系统或独立公用工程设施，应予以核算。

— 对于旋转机械，如泵、鼓风机、压缩机或汽轮机，可以使用中压或高压蒸汽代替电动机作为驱动设备。它们的公用工程消耗应考虑在内。在选择汽轮机作为驱动设备时，可以将出口蒸汽再次用于燃烧后 CO_2 捕集装置，此情况应纳入评估范围。

— 对于 CO_2 解吸过程，可以使用热水或热油等其他热源，并应计入评估范围。

蒸汽消耗的计算边界是热能供给线和回流线（包括蒸汽及其冷凝液）与燃烧后 CO_2 捕集装置边界的交点，热能在其内被消耗。图 3 展示了这一边界，以及外部支持系统的供给和回流情况，并在下表中列出了各关键指标作为参考。



索引

1[b]	主体电厂边界——此方框流程配置是燃煤锅炉和燃气轮机联合循环电厂的典型配置	36H	来自辅助蒸汽发生系统的中压或高压蒸汽——尽管在此处标记为蒸汽，但它也可以是其他热能传递介质（例如，热油）
2	预处理（急冷器、深度烟气脱硫、烟气风机）——调节烟气以准备分离 CO_2。这可能包括去除可能损坏吸收剂或温度控制的杂质以优化吸收塔效率等。	37L	从主体电厂供应到燃烧后 CO_2 捕集装置的低压蒸汽，以促进吸收剂再生和其他过程 - 尽管在此处标记为蒸汽，但也可以是其他热能传递介质（例如，热油）
3	CO_2 捕集段	37H	从主体电厂供应到燃烧后 CO_2 捕集装置的中压或高压蒸汽，以促进吸收剂再生和其他过程——尽管在此处标记为蒸汽，但也可以是其他热能传递介质（例如，热油）
4	CO_2 压缩段（包括 CO_2 净化）	38	从燃烧后 CO_2 捕集装置返回主体电厂的蒸汽——如果蒸汽是燃烧后 CO_2 捕集装置中使用的传热介质，则任何排出的蒸汽都可以返回主体电厂。
10	来自主体电厂的烟气	39	从燃烧后 CO_2 捕集装置到主体电厂的蒸汽冷凝水——如果在燃烧后 CO_2 捕集装置中使用蒸汽且其冷凝，则冷凝水将返回到主发电厂。
11	来自辅助机组的烟气（辅助蒸汽发生系统和发电系统，#30）	40	蒸汽冷凝水返回主体电厂
12	处理过的烟气（主要是氮气，但可能含有残余 CO_2）排放或送入烟囱	41	蒸汽冷凝水返回辅助蒸汽发生系统
13	产物 CO_2，送去输送	57	将废热从主体电厂输送到燃烧后 CO_2 捕集装置的介质。主体电厂中常见的废热来源是烟气中所含的热量。该介质流中含有由介质流 37 提供给燃烧后 CO_2 捕集装置的

			热量
24	辅助蒸汽发生系统——例如，辅助燃气轮机上的余热锅炉或辅助锅炉	58	从燃烧后 CO_2 捕集装置返回的发电厂废热——该介质流代表从介质流 57 返回到主发电厂的废热
25	蒸汽分配系统	100b	燃烧后 CO_2 捕集装置的边界
35L	来自主发电厂的低压蒸汽——尽管在此处标记为蒸汽，但它也可以是其他热能传输介质（例如，热油）	115	燃烧后 CO_2 捕集装置对蒸汽分配系统废热的利用（返回）
35H	来自主发电厂的中压或高压蒸汽——尽管在此处标记为蒸汽，但其也可以是其他热能传输介质（例如，热油）	116	燃烧后 CO_2 捕集装置利用蒸汽分配系统的废热（供给）
36L	来自辅助蒸汽发生系统的低压蒸汽——尽管在此处标记为蒸汽，但其也可以是其他热能传递介质（例如，热油）		
注释：			
b	边界		

图3 燃烧后 CO_2 捕集装置低压（中压）蒸汽消耗计算边界

6.2.2 消耗计算

公用工程的消耗计算需要以下内容：

— 对于每个连接点，应测量和报告流量、压力和温度，并计算每个流量的焓。

— 连接点应靠近燃烧后 CO_2 捕集装置，使从其源头运输过程中由温度下降或热能消耗增加而导致的换热减少的压力损失和热损失可以忽略不计。

—在间歇使用的情况下，应采用适当时间段内的平均流量，除非出于技术原因需使用瞬时值。

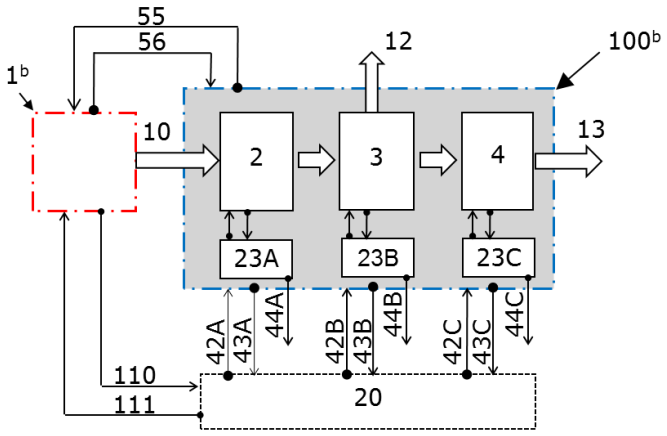
— 如果与热水、热油等其他加热介质组合使用或交替使用，则应测量并报告上述公用工程的相同项。

6.3 冷却水

6.3.1 冷却水的定义

冷却水在多个地方使用。冷却水的体积和温度可能受设计参数和燃烧后 CO_2 捕集装置性能的影响。

当冷却所需的一次通过海水或淡水不足时，可以使用自然或机械通风冷却塔。如果难以确保冷却水的供应，可以选择空气冷却作为替代方案。如果需要用冷水补充冷却水以达到所需的吸收温度，这部分消耗应包括在燃烧后 CO_2 捕集装置的消耗评估边界内。对于排放的热负荷，可以将其转化为相当于一次通过水冷系统的电能消耗，并按照 6.4.1 进行评估。冷却水消耗的计算边界是冷却水供给线和回流线的交汇点，包括向大气中散发的排放热量（如果有），与燃烧后 CO_2 捕集装置的边界相交，该边界内产生排放热量。冷却水的供给来源和回流终端如图 4 所示，并参考下表列出的每个关键点进行说明。



索引

1b	主体电厂边界——本方框流程配置是燃煤锅炉和燃气轮机联合循环电厂的典型配置。	42C	用于 CO_2 压缩的冷却水供应
2	预处理（急冷器、深度烟气脱硫、烟气风机）——调节烟气以准备分离 CO_2。这可以包括去除可能损坏吸收剂、温度控制的杂质以优化吸收塔效率等。	43A	冷却水从预处理系统返回到冷却水发生系统
3	CO_2 捕集段	43B	冷却水从 CO_2 捕集装置返回到冷却水发生系统
4	CO_2 压缩段（含 CO_2 净化）	43C	冷却水从 CO_2 压缩系统返回到冷却水发生系统
10	来自主体电厂的烟气	44A	来自工艺冷却器的废热纳入预处理系统中
12	处理过的烟气（主要是氮气，但可能含有残余 CO_2）排放或送入烟囱	44B	来自集成到 CO_2 捕集装置中的过程冷却器的废热
13	产物 CO_2 送去输送	44C	来自过程冷却器的废热集成到 CO_2 压缩中
20	冷却水发生系统——冷却系统可以包括冷却塔、直流冷却水系统或翅片式空气冷却器	55	将废热从燃烧后 CO_2 捕集装置输送到主体电厂的介质（例如锅炉给水预热）
23A	翅片式空气冷却器集成到预处理系统中	56	燃烧后 CO_2 捕集装置中使用的主体电厂废热或燃烧后 CO_2 捕集装置的废热返回主体电厂——本介质流可以代表燃烧后 CO_2 捕集装置内吸收剂再生过程中使用的主体电厂废热或燃烧后 CO_2 捕集装置中产生的废热返回主体电厂使用（例如，锅炉给水预热）
23B	集成到 CO_2 捕集系统中的翅片式空气冷却器	100b	燃烧后 CO_2 捕集装置边界

23C	集成到 CO_2 压缩系统中的翅片式空气冷却器	110	来自主体电厂冷却水系统的冷却水供应
42A	冷却水供应至预处理系统	111	冷却水返回主体电厂冷却水系统
42B	冷却水供应至 CO_2 捕集系统		
注释：			
b	边界		

图4 冷却水消耗计算边界

6.3.2 消耗计算

对图 4 中所示的三个单元块，分别计算冷却水排放的热量，以考虑与设计性能和设计条件的偏差。如果使用冷水机，则其应包括在冷却水的消耗计算中。如果使用其他冷却介质，例如锅炉给水或冷凝水，则不应考虑排入这些介质的热量。根据废热负荷，计算冷却水的等效功率消耗，用于进行第 9 节指定的评估。

6.4 电能（电）

6.4.1 电耗评估定义

应单独测量和报告电耗，该电耗由以下分量组成：

— 急冷器或烟气预处理装置
— CO_2 捕集
— CO_2 压缩
— 公用工程系统

电耗应在计算整体材料和能量平衡的相同边界和运行条件下进行评估。

制备冷却水的电耗在评估边界之外。冷却水泵的电力需求应通过以下公式计算：

$$P_{\mathrm{CW}} = \frac{\frac{\Phi_{\mathrm{CW}}}{3\ 600 \times 1000}}{c_{\mathrm{p\ CW}} \times \rho_{CW} \times (T_{\mathrm{CWout}} - T_{\mathrm{CWin}})} \times (p_{\mathrm{CWin}} - p_{\mathrm{CWout}}) \times \frac{100}{\eta_P} \times \frac{100}{\eta_M} \quad (6)$$

式中：

P_{CW} ： 冷却水泵的电力需求[MW]

Φ_{CW} ： 燃烧后 CO_2 捕集装置的总冷却热负荷 [kJ/h]

T_{CWin} ： 供应侧的冷却水温度 [K]

T_{CWout} ： 回流侧的冷却水温度 [K]

p_{CWin} ： 供应侧的冷却水压力 [kPa]

p_{CWout} ： 回流侧的冷却水压力 [kPa]

$c_{\mathrm{p\ CW}}$ ： 冷却水的比热 [kJ/(kg K)]

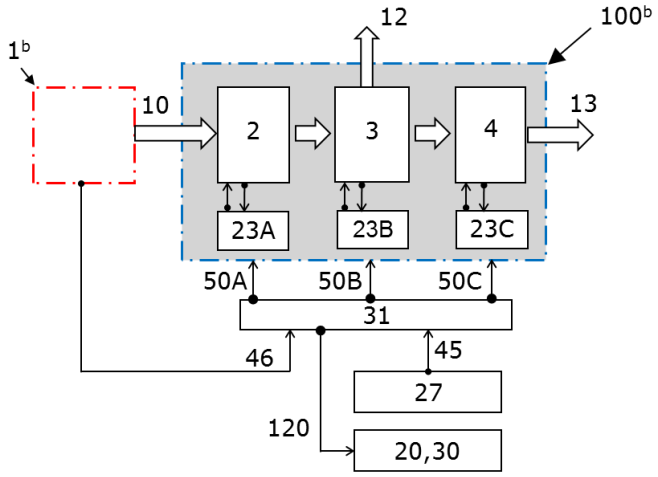
ρ_{CW} ： 冷却水的密度 [kg/m^3]

η_{M} ： 电机效率 [%]（默认值 95%）

η_{P} ： 冷却水泵的效率 [%]（默认值 80%）

如果从主体电厂抽取蒸汽，则可以显著降低基础发电厂的冷却水需求，从而使可用的冷却水能够用于燃烧后 CO_2 捕集装置。从公式（6）的 Φ_{CW} 中减去可用的冷却水负荷。如果需要额外的冷却水泵从发电厂向燃烧后 CO_2 捕集装置供应冷却水，则其电耗应包括在整体计算中。

蒸汽供应系统的电耗在评估范围之外。燃烧后 CO_2 捕集装置的电耗评价边界如图 5 所示。



索引

1[b]	主体电厂边界——此方框流程配置是燃煤锅炉和燃气轮机联合循环电厂的典型配置	27	辅助发电机
2	预处理（急冷器、深度烟气脱硫、烟气风机）——调节烟气以准备分离 CO_2。这可能包括去除可能损坏吸收剂或温度控制的杂质以优化吸收塔效率等。	30	辅助蒸汽发生系统和发电系统
3	CO_2 捕集段	31	配电系统——控制输送到燃烧后 CO_2 捕集装置以运行风扇、泵、鼓风机和压缩系统的电力量
4	CO_2 压缩段（含 CO_2 净化）	45	来自辅助发电系统的电力
10	来自主体电厂的烟气	46	来自主体电厂的电力
12	处理过的烟气（主要是氮气，但可能含有残余 CO_2）排放或送入烟囱	50A	电力转移到与预处理相关的设备和系统，包括风机、泵和压缩系统
13	产物 CO_2，送去运输	50B	电力转移到与 CO_2 捕集相关的动力设备和系统，包括风机、泵和压缩系统
20	冷却水发生系统——冷却系统可以包括冷却塔、直流冷却水系统或翅片式空气冷却器	50C	电力转移到与 CO_2 压缩相关的动力设备和系统，包括风机、泵和压缩系统
23A	翅片式空气冷却器集成到预处理系统中	100b	燃烧后 CO_2 捕集装置边界
23B	集成到 CO_2 捕集系统中的翅片式空气冷却器	120	为公用工程设施供电
23C	集成到 CO_2 压缩系统中的翅片式空气冷却器		

图5　功耗评估边界

6.5　除盐水和工业用水

在燃烧后 CO_2 捕集装置中，除盐水用于液体吸收剂补给。工业用水用于急冷器和冷却水系统。这些系统不用于第 8 节中的性能评估，但应报告除盐水或工业水的使用情况以定义评估依据，因为其可能会影响冷却水消耗或性能。

6.6 吸收剂和化学品消耗

吸收剂和化学品的使用对于发电厂的运行和环境影响评估都很重要。吸收剂和化学品的消耗量应以表 6 的形式汇总。冷却水温度可能会影响吸收剂的消耗量。根据所应用的技术，燃烧后 CO_2 捕集装置边界内操作所需的气体吸收剂和化学品，包括添加剂（消泡剂和防腐蚀剂）、过滤器和除盐水应添加到表中。此列表并不详尽。

消耗数据应报告正常运行期间的平均值。

表6 吸收剂和化学品消耗汇总

	吸收剂和化学品		
	吸收剂	化学品名称 1	化学品名称 2
单位	千克/小时（100%纯度）	千克/小时（100%纯度）	千克/小时（100%纯度）
急冷器（预洗涤器）			
附加预处理			
CO_2 回收			
CO_2 压缩			
公用工程系统	不包括	不包括	不包括
包括更换材料在内的消耗数据为正常运行时的平均值。 注：附加预处理要求应填写基本数据，例如烟气脱硫容量、烟气脱硫的烟气条件，包括进入燃烧后 CO_2 捕集装置的硫氧化物、氧气和水分。			

7 指导原则 - 燃烧后捕集装置性能评估依据

7.1 通则

本节提供了进行燃烧后捕集装置试验的指导，并概述了计划和执行燃烧后捕集装置性能试验所需的步骤。建议遵守本指南以确保尽可能获得高质量结果。

燃烧后捕集装置与主体电厂在热能供应和相关效率方面存在不同的关系。蒸汽抽取对发电厂效率的影响可以使用诸如一系列 IEC 60953 标准来确定。本标准涉及使用一系列 IEC 60953 标准进行燃烧后捕集装置集成的特定项目，以确定对主发电厂的影响。

性能试验应在具有代表性的正常运行配置下进行。在任何性能试验过程中，除二氧化碳外的排放到环境中的任何排放物都应至少满足许可部门的要求。除二氧化碳外，其他排放物的确定不属于本标准的范围，因此，没有规定排放限制或所要求的测量。

然而，试验计划应明确指出会影响评估结果的除二氧化碳的其他任何排放物排放水平。

7.2 性能试验指导原则

7.2.1 通则

应在接近相关装置条件的设计二氧化碳回收能力负荷下进行试验。无论试验目标如何，试验结果都应按装置的参考条件进行修正。如果试验条件与装置参考条件不同，则应在评估中应用校正曲线。在进行试验设计时应考虑适当的目标，以确保在试验期间能够实现所需的运行模式的适当程序。

以下是应考虑和/或执行的步骤。

(1) 相关方应事先就性能试验的范围、测量精度、时间和典型项目达成一致。这应包括具体目标、试验程序和测量方法，包括校准和装置运行方法。

(2) 在开始试验活动之前，应制定试验程序且相关方应就其达成一致，以便有足够的时间进行试验。对照装置参考条件的校正方法或曲线应事先在试验程序中商定。

(3) 试验活动的时间表和试验程序的细节应尽早由有关各方进一步商定。

(4) 应识别并记录与本文件中给出的试验程序和指南的任何偏差，且有关各方应就每项记录的偏差达成一致的解决方案，以避免试运行中止。

(5) 试验人员和参与性能试验的组织的职责应由相关各方商定，参与试验的所有各方的代表应到场，以验证试验是否按照本文件中给出的试验程序和指南进行。应指定一名负责人负责试验的开展。

(6) 应对试验前的不确定度分析予以确定。这包括按照 JCGM100 计算和汇总所有从测量值推导得出的参数偏差。通过选择具有适当精度等级的仪表和确认每个仪表的准确度，可以确保目标不确定度的一致性。

(7) 应选择在设计阶段准备好的测量位置，以确定最低水平的测量不确定度。首选位置在试验边界，但如果确定所需参数的最佳位置不在测试边界上，可以移动测量位置。

7.2.2 发电厂和捕集装置条件

在试验开始前，包括辅助装置在内的发电厂和燃烧后捕集装置应处于良好的工作状态。所有设备都应无泄漏、故障和任何其他可能影响燃烧后捕集装置性能的故障。应识别不能正常运行的设备，并评估任何此类故障的可能影响。

应确定设备的清洁度、状况和使用年限。应在试验前完成清洁工作，各方应就设备清洁度达成一致。

任何可能影响试验结果的条件都应在试验开始前保持稳定，并在整个试验过程中保持在允许的变化范围内保持稳定，以确保设施可被视为处于稳定运行状态。

应分析与燃烧后捕集装置运行相关的所有化学品，以确定和确认符合设计值的浓度要求。如果任何浓度超出允许范围，应将相关化学品应更换或调整为新的、清洁的化学添加剂和/或化学品。

应尽一切努力在尽可能接近装置参考条件的情况下进行试验。装置参考条件是装置运营商定义的装置在额定负荷运行或普通负荷运行时的稳定运行条件。运行参数应处于附件 B 表 B2 中给出的范围内，参见“与装置参考条件的允许最大偏差”一栏。

试验条件应保证满足第 5 节中提到的所有测量值的要求。

试运行的结果可用于确定第 9 节中定义的 KPI，性能评估的检查清单被解释为获取附件 F 中某些 KPI 的示例程序。

更多信息在附件 B 和一系列 IEC 60953 中给出。

8 仪器和测量方法

8.1 通用要求

8.1.1 简介

本条款介绍安装或使用的仪器要求及推荐的测量方法。

由于技术进步，推荐使用的仪器可能会更加严格和准确。基于测试参与方的一致同意，在所使用仪器的准确性和可靠性得到证明的前提下，可使用更先进的仪器替代推荐仪器。

仪器和测量方法应依照国际公认的标准或方法，如附录 C 中建议，以使测量结果可溯源。由于这些标准是针对不同电厂性能测试，因此也适用于电厂 PCC 装置。

测量点清单及位置在第 4 节图 2 进行了汇总。

本节以下条款说明了 PCC 性能测试中仪器和测量方法的通用要求。详细描述和更多信息见附录 C。

8.1.2 仪器分类

仪器的分类同时基于被测量的用途及被测量对最终结果的影响。

a) 主要被测量：用于计算测试结果的被测量。

主要被测量又分为：

1) 1 级主要被测量：相对灵敏度系数不小于 0.2（%/%），与 2 级主要被测量相比，测量仪器需具备更高的精度和冗余。

注：相对灵敏度系数的定义为在期望的测量点附近测量结果的相对变化与被测参数（变量）的相对变化比值，以百分比表示。

2) 2 级主要被测量：相对灵敏度系数小于 0.2（%/%）。

b) 次要被测量：不用于计算测试结果的被测量。在测试周期内，持续测量这些被测量以确保所需的测试工况未出现偏离。

8.1.3 测量不确定度

每个用于计算测试结果的被测量易出现一定程度的误差，基于 ISO/IEC 98-3-2008 指南中 5.1.3 条款给出的测量不确定度合成公式，测试结果也会出现一定程度的不确定度。

应详细报告测量不确定度和总体结果不确定度的计算步骤，包括所有的输入量、假设、公式和计算步骤。按照 ISO/IEC 98-3-2008 指南和本标准引用的仪器和测量标准，测量不确定度及总体结果不确定度可由单个被测量的不确定度计算得到。

测试前的不确定度分析中，应根据总体不确定度要求和仪器分级，以对最终结果影响的合理关系，确定每个单个被测量的不确定度等级。典型的单个被测量系统不确定度见表 C.1。

8.1.4 仪器校准

主要仪器的校准应在测试开始前的一年内进行，参考方法见附录 C。测试后的任何校准应取得测试相关方的一致认同。根据仪器的分级，以对最终结果影响的合理关系确定校准等级，具体见附录 C。

8.1.5 电厂永久仪器

只有在能够证明满足总体不确定度要求时，电厂永久仪器才能用于测量主要被测量。如测量流量时，由于电厂的流量测量通常无法严格满足所需准确性，所有仪器的测量值（过程压力、温度、压差或测量装置输出的脉冲）都应能够获取。

本标准建议使用永久仪器来测量储罐液位变化或者对临时仪器进行交叉检查。如果使用电厂永久性仪器要测量主要被测量，需在测试前对仪器进行验证。

电厂永久性仪器的验证包括一系列检查，以获得证据（通过校准或检查）证明满足规定要求。这提供了表征测量仪表与相应已知量偏离的方法，其中的已知量能够始终小于标准、测试流程或规范中规定的容差或允差。

8.1.6 冗余仪器

冗余仪器是指在同一位置测量相同参数的两个或多个设备。应使用冗余仪器来测量所有主要被测量（1 类或 2 类）。

其他位置的独立测量仪器也可用于监测仪器的有效性。例如，在一个等焓过程中，采用比较焓值的方法，由蒸汽管道中一点的温度和压力来验证其他点的温度和压力。又例如，蒸汽凝结后的流量测量比蒸汽状态的测量具有更高的准确性。

8.2 测量方法

8.2.1 烟气

5.3 节的式（1）中定义的 CO_2 捕集率在烟气处于或接近参考工况的条件下验证。

a) 烟气流量

ISO10780 规定了沿烟囱或管道直径方向多点贯穿取样的测量方法，这种方法可用于确定烟气流量。ISO10780 中规定的具体方法可用于 PCC 烟气入口取样点测量。

b) 水分测量

适用于确定 PCC 烟气入口和排放侧出口烟气含水量测量的方法：

— 吸收称重法，样品气体通过吸收管并测量其质量增加量；

— 冷镜法，将镜子冷却到露点，使水分在镜子上冷凝（ISO 6327）；

— 电容或介电仪表法，材料吸收水分后介电特性会改变并且电容增加。

有许多水分测量技术可以选用，技术的选用需证明满足本标准精度要求。产品 CO_2 气的水分测量也可应用同样的方法。

c) O_2 和 CO 测量

可采用基于非分散红外传感器或等同的在线分析测量方法，也可采用基于取样和手动分析（滴定）的测量方法，例如奥氏分析仪。需要注意 NH_3 可能存在，其对基于 PCC 过程的不确定度评估的影响应当考虑。附录 C.8.2 中给出了适用的等效标准，可用于确定 PCC 烟气入口和排放侧出口的 O_2 和 CO。

8.2.2 CO_2 压缩机出口的产品 CO_2 流

a) 产品 CO_2 流的纯度

CO_2 纯度测量参考 ISO 6974 系列标准，使用针对天然气应用转化为高纯 CO_2 优化气相色谱，方法采用公认标准中气相色谱通用规范。

如果能够确定杂质成分，通过测量 O_2、水分和 N_2 的含量，然后从 100%中扣除获得纯度，同样采用优化后的 ISO 6974。在采样过程中的空气泄露会造成不确定度增大，应严格避免。

也可以使用滴定分析仪(等同于奥氏分析仪)来测量 CO_2，但这种方法对测试人员的技能水平要求较高。

b) 产品 CO_2 流的流量

多种类型的流量测量技术已普遍应用于多场景中 CO_2 流的测量，包括 CCS 系统。流量计安装引入的压降应予以关注，以检查 CO_2 流气相或液相的意外改变（特别是流体状态接近 CO_2 的相态边界）。检查需要准确了解流量计安装位置处的流体状态，同时流体的密度和粘度也需要确定。

DP 类表是最通用的流量测试设备，特别是在 CO_2 驱油中应用。这类器具的使用应当基于 ISO5167 系列标准，为保持测量的准确性，CO_2 流应为纯气并保持单一、稳定相态。在此条件下，如 ISO5167 系列标准的规定，与 DP 类表具连接管道的布设应当予以特别关注。孔板流量计的主要缺点之一是它的调节比较低，意味着只有在有限的流量范围内才能够准确测量。

涡流流量计作为一种测量管道中液态或超临界 CO_2 的手段，在工业中已被长期应用。在正确设计的前提下，涡流流量计可测量单相气态、液态或超临界态流体。在气相测量中，可以参考 ISO 10780 标准。推荐的适用标准参见附录 C.8。

为了实现经济性，大流量的 CO_2 运输应采用较大直径的管线。这将导致流量计的选择受到影响，原因是某些类型的流量计只适用于有限的管道直径。

CO_2 气在超临界状态下的流量测量可能存在明显问题，原因是其密度难以确定。可供选择的测量仪器有很多类型，例如电子类设备、超声流量计和质量流量计（科里奥利型），但这些测量仪器需要被证明满足本标准的精度要求。为保证流量测量的准确性，应根据不同类型流量计要求保留上、下游直管段。

一些情况下，被压缩前的 CO_2 中含有体积百分比级的水和 ppm（体积）级的 O_2、N_2 和 NH_3。涡流式流量设备可在此处应用。然而在这种情况下，包括脱水的压缩过程会引起 CO_2 损失（根据工艺流程，通常 1% ~ 2%），如果这些损失可以被确定，则应扣除这些损失后计算边界处的 CO_2 流量。如果 DP 型表具用于低压 CO_2 管道，表具的使用会增加输运电能消耗，具体取决于应用的 DP 型表具。

8.2.3 蒸汽和蒸汽冷凝水

通用流量测量参照 ISO 5167 和 ASME PTC 19.5-2004。蒸汽和蒸汽冷凝水流量测量参照 IEC 60953-1:1990。以上流量测量中相关温度和压力测量也可参照 IEC 60953-1:1990。

其他适用标准参见附录 C。

8.2.4 冷却水

可行的测量选项见 IEC 60953-1:1990 第 4.3.9 条；其他推荐的适用标准见附录 C。

IEC 60953-1:1990 被用于温度和压力的测量。

8.2.5 电功率测量

电功率测量应参照 IEC 60044 系列标准、IEC 61869 系列标准或 ANSI/IEEE 120-1989。

作为一种测量的选项，功率计的附加信息见附录 C。

8.2.6 压力和温度测量

压力和温度测量参照 IEC 60953-1:1990。其他等同标准推荐见附录 C。

8.2.7 数据收集和处理

尽可能采用一套数据采集系统收集测试数据。其他参数使用手工记录，如设备的设置及测试期内的重要观察数据。观察数据应包括日期、时间、大气条件（温度、压力和相对湿度）。每项测量开展的位置应在流程图中清晰标记。所采集的数据应是直接读取的数据，不可包含仪器的修正。

自动数据收集设备应进行校准，以保障达到所需准确性。如果此类校准不具备可行性，则整个

测量回路中的每件仪器应单独校准。

应直接记录仪器输出信号，以使测试后校准修正系数的应用具有可能性。

针对相同测试条件下多个确定的测试点位，多台仪器输出信号的同时采集应达到所需准确度。

9 关键性能指标评估

9.1 简介

本节定义了与发电厂集成的燃烧后捕集装置的过程性能评估指标。公用工程消耗（蒸汽和电力消耗）对燃烧后捕集装置的工艺性能有重大影响，应使用本节中描述的指标进行评估。应在附件 E 中规定的设计条件和标准参考条件下评估工艺性能。本节中使用的符号在第 3 节中定义。

能量（热能和电能）的消耗量是计算性能指标的重要参数，相对而言能量来源并不重要，即使任何相关的二氧化碳排放十分重要。因此，使用太阳能、风能、水能、生物质能和地热能等可再生能源提供的公用工程可以按照与化石能源相同的方式进行处理。此外，可以利用废弃能量来抵消燃烧后捕集装置的能量需求。例如，可以利用发电厂烟气中的回收热能来满足燃烧后捕集装置的部分热量需求。

除本节外的其他性能评估方法在附件 D 中介绍。

9.2 单位热能消耗（STEC）

单位热能消耗是捕集和压缩/液化 1 吨二氧化碳所消耗的热能。单位热能消耗的计算方法如下：

$$e^{h}_{\mathrm{STEC}} = \frac{q_{m\ \mathrm{steam}} \times h_{\mathrm{Steam}} - q_{m\ \mathrm{condensate}} \times h_{\mathrm{Condensate}}}{q_{m\ \mathrm{CO2}}} \times \frac{1}{10^{6}} \qquad (7)$$

式中：

e^{h}_{STEC} ： 燃烧后捕集装置捕集 1 吨二氧化碳消耗的热能[GJ/t]；

$q_{m\ \mathrm{CO2}}$ ： 燃烧后捕集装置捕集二氧化碳的质量流量[t/h]；

$$q_{m\ \mathrm{CO2}} = q_{m\ \mathrm{CO2_comp_b}} \ \ or \ \ q_{m\ \mathrm{CO2}} = q_{m\ \mathrm{CO2_comp_a}}$$

$q_{m\ \mathrm{steam}}$ ： 输送到燃烧后捕集装置的蒸汽质量流量[kg/h]；

$q_{m\ \mathrm{Condensate}}$ ： 来自燃烧后捕集装置的冷凝水质量流量[kg/h]；

h_{steam} ： 蒸汽的比焓[kJ/kg]；

$h_{\mathrm{condensate}}$ ： 冷凝水的比焓[kJ/kg]。

热能也可以由不同于蒸汽的另一种传热介质提供，在这种情况下需要修改公式（7）。

如第 5.4 节所述，在二氧化碳压缩/液化之前或之后（$q_{m\ \mathrm{CO2_comp_a}}$和$q_{m\ \mathrm{CO2_comp_b}}$），应通过安装在产物二氧化碳管线中的流量计测量捕集的二氧化碳流量（$q_{m\ \mathrm{CO2}}$）。

如果压缩机或泵采用汽轮机代替电动机进行驱动，则计算 STEC 时应考虑其蒸汽消耗量。

9.3 单位电能消耗（SEC）

单位电能消耗（SEC）是捕集和压缩 1 吨二氧化碳所消耗的电能。电能消耗包括烟气预处理（包括急冷器）、二氧化碳捕集、二氧化碳压缩/液化和公用工程系统（例如冷却水供应系统）等设施的所有电耗。这些在第 6 节中进行了描述，附录 F 的表 F.3 也介绍了获取 P_{PCC} 合理步骤。基于所有电能消耗的总和，SEC 应按下列公式计算：

$$e_{\mathrm{SEC}} = \frac{P_{PCC}}{q_{m\ \mathrm{CO2}}} \qquad (8)$$

式中：

e_{SEC} ： 燃烧后捕集装置每捕集 1 吨二氧化碳消耗的电能消耗[kWh/t]；

$q_{m\ CO2}$ ： 由燃烧后捕集装置捕集二氧化碳的质量流量[t/h]；

P_{PCC} ： 燃烧后捕集装置的总功耗 [kW]

注：燃烧后捕集装置的总功耗（P_{pcc}）由图 1 中的边界定义，公式（6）中考虑了向燃烧后捕集装置供应冷却水所需的电耗。 本计算需要考虑第 6.4.1 节中描述的向主发电厂和辅助装置供应的冷却水供给的所有减少量。

如第 5.4 节所述，在二氧化碳压缩/液化之前或之后（$q_{m\ CO2_comp_a}$和$q_{m\ CO2_comp_b}$），应通过安装在产物二氧化碳管线中的流量计测量捕集的二氧化碳流量（$q_{m\ CO2}$）。

9.4 单位等效电能消耗（SEEC）

SEEC 是由于燃烧后捕集装置和压缩/液化导致的总的电能消耗。SEEC 通过由于燃烧后捕集装置导致的总输出功率的全部变化除于 CO_2 捕集量得到：

$$e_{SEEC} = \frac{P_{LGP} + P_{PCC}}{q_{m\ CO_2}} \quad (9)$$

式中：

e_{SEEC} ： 单位等效电能消耗[kWh/t]

$q_{m\ CO2}$ ： 燃烧后捕集装置捕集的二氧化碳量[t/h]

P_{LGP} ： 由于从主发电厂蒸汽循环和/或辅助装置抽取蒸汽而导致的总功率输出的变化值[MW]

P_{PCC} ： 燃烧后捕集装置的总功耗 [MW]

注：对于新装置，可以列举使用相同发电技术但不安装二氧化碳捕集装置的作为参考。

9.5 单位二氧化碳减排（SRCE）

单位二氧化碳减排（SRCE）是通过对一个参考电厂实施燃烧后碳捕集后，计算出的该发电厂的单位输出电能的二氧化碳排放的净减少量。SRCE 可以通过以下公式计算：

$$SRCE = \frac{q_{m\ CO2e,ref}}{P_{NET,ref}} - \frac{q_{m\ CO2e,cap}}{P_{NET,cap}} \quad (10)$$

式中：

$SRCE$ ： 二氧化碳排放的单位减少量 [t/MWh]

$q_{m\ CO2e,ref}$ ： 参考电厂的二氧化碳排放量 [t/h]

$q_{m\ CO2e,cap}$ ： 安装燃烧后捕集装置的发电厂的二氧化碳排放量 [t/h]

$P_{NET,ref}$ ： 参考电厂的净输出功率 [MW]

$P_{NET,cap}$ ： 安装燃烧后捕集装置的发电厂的净输出功率[MW]

当蒸汽和/或电能由辅助装置提供时，公式（10）中的各项包括主发电厂和辅助装置的总排放和输出功率。

9.6 单位吸收剂消耗和单位化学品消耗（SAC 和 SCC）

单位吸收剂消耗（SAC）和单位化学品消耗（SCC）分别定义为捕集和压缩/液化 1 吨二氧化碳所消耗且不能再生的吸收剂和化学品数量。SAC 和 SCC 应使用以下方式计算：SAC 和 SCC 的

计算公式为：

$$w_{\text{absorbent}} = \frac{q_{m\ \text{absorbent}}}{q_{m\ \text{CO2}}} \tag{11}$$

$$w_{chemical} = \frac{q_{m\ \text{chemical}}}{q_{m\ \text{CO2}}} \tag{12}$$

式中：

$w_{\text{absorbent}}$ ： 每捕集 1 吨 二氧化碳所消耗的吸收剂数量 [kg/t]

w_{chemical} ： 每捕集 1 吨 二氧化碳所消耗的化学品数量 [kg/t]

$q_{m\ \text{CO2}}$ ： 燃烧后捕集装置捕集的二氧化碳量[t/h]

$q_{m\ \text{absorbent}}$ ： 燃烧后捕集装置的吸收剂消耗率[kg/h]

$q_{m\ \text{chemical}}$ ： 燃烧后捕集装置的化学品消耗率 [kg/h]

回收系统再生的吸收剂不计入吸收剂消耗量，但是应包括燃烧后捕集装置作为废物排放的吸收剂。燃烧后捕集装置中使用的其他无法再生的化学品应计入化学品消耗量。

附 录 A
（资料性）
介质流和设备命名法摘要

A.1 通则

本附件总结了本标准中的不同介质流和设备。

A.2 本文件中使用的介质流和设备命名法摘要

本附件参考第 4 节的图 1 和图 2。下表 A1 总结了第 4 节表 1 至表 5 中列出的不同介质流和设备编号（按升序排列）。

表 A1—第 4 节图 1 和图 2 所示的介质流和设备描述

介质流/设备编号	描述	介质流来源/设备位置	相关的 KPI 评估
1[b]	主体电厂边界—本方框流程配置是燃煤锅炉和燃气轮机联合循环电厂的典型配置	主体电厂	
2	预处理段（冷凝器、深度烟气脱硫、烟气风机）—净化烟气以准备分离 CO_2. 包括去除可能会损坏吸收剂或影响温度控制的杂质等，以优化吸收塔效率	燃烧后 CO_2 捕集装置	
3	CO_2 捕集段	燃烧后 CO_2 捕集装置	
4	CO_2（含 CO_2 净化）	燃烧后 CO_2 捕集装置	
5	CO_2 输送系统	（边界外）	
6g	燃气轮机联合循环中的燃气轮机—指定为锅炉（70）的项目将是燃机余热锅炉，除去空气预热器和送风机（72）、颗粒去除系统（74）和烟气脱硫（75）	主体电厂	
7	输送到烟囱（该介质流可能含有残余 CO_2）	燃烧后 CO_2 捕集装置	SRCE
10	来自主体电厂的烟气	主体电厂	SRCE
11	来自辅助机组的烟气（辅助蒸发生系统和发电系统，#30）	辅助机组	SRCE
12	处理过的烟气（主要是氮气，可能含有残余 CO_2）排放或送入烟囱	燃烧后 CO_2 捕集装置	SRCE
13	产物 CO_2，送去输送	燃烧后 CO_2 捕集装置	SRCE
14	启动、关闭、紧急情况和重大异常情况期间所需的大气 CO_2 排放流	燃烧后 CO_2 捕集装置	
15	废水送到废水处理系统	燃烧后 CO_2 捕集装置	SCC
16	废物送到废物处理系统	燃烧后 CO_2 捕集装置	SAC 和 SCC
17	副产品	燃烧后 CO_2 捕集	SAC 和 SCC

介质流/设备编号	描述	介质流来源/设备位置	相关的 KPI 评估
		装置	
18	新鲜吸收剂	燃烧后 CO_2 捕集装置	SAC 和 SCC
20	冷却水发生系统—冷却系统可能包括冷却塔、直流冷却水系统或翅片式空气冷却器	辅助机组	
21	冷却水进水口—主体电厂和燃烧后 CO_2 捕集装置可以公用	辅助机组	
22	冷却水排放口—主体电厂和燃烧后 CO_2 捕集装置可以公用	辅助机组	
23	集成到燃烧后 CO_2 捕集装置中的翅片式空气冷却器	燃烧后 CO_2 捕集装置	
24	辅助蒸汽发生系统—例如，辅助燃气轮机的余热锅炉或辅助锅炉	辅助机组	
25	蒸汽分配系统	辅助机组	
26	辅助燃气轮机	辅助机组	
27	辅助发电机	辅助机组	
28	废水处理系统	辅助机组	
29	废物处理系统	辅助机组	
30	辅助蒸汽发生系统和发电系统	辅助机组	
31	配电系统—通过控制风机、泵、鼓风机和压缩系统的功率来控制输送到燃烧后 CO_2 捕集装置的烟气量	辅助机组	SEC 和 SEEC
35	来自主体电厂的蒸汽—尽管在此处标记为蒸汽，但其也可以是其他传热介质（例如，导热油）	主体电厂	STEC
36	来自辅助蒸汽发生系统的蒸汽—尽管在此处标记为蒸汽，但其也可以是其他传热介质（例如，导热油）	辅助机组	STEC
37	从主体电厂供应到燃烧后 CO_2 捕集装置的蒸汽以驱动溶剂再生和其他过程—尽管在此处标记为蒸汽，但其也可以是其他传热介质（例如，导热油）	辅助机组	STEC
38	从燃烧后 CO_2 捕集装置到主体电厂的排气—如果蒸汽是燃烧后 CO_2 捕集装置中使用的传热介质，则任何排汽都可以返回主体电厂	燃烧后 CO_2 捕集装置	STEC
39	从燃烧后 CO_2 捕集装置到主体电厂的蒸汽冷凝水—如果在燃烧后 CO_2 捕集装置中使用和冷凝蒸汽，则冷凝水将返回到主体电厂	燃烧后 CO_2 捕集装置	STEC
40	蒸汽冷凝水返回主体电厂	辅助机组	STEC
41	蒸汽冷凝水返回辅助蒸汽发生系统	辅助机组	STEC

介质流/设备编号	描述	介质流来源/设备位置	相关的 KPI 评估
42	冷却水给水—如果主体电厂或辅助机组的冷却水系统用于向燃烧后 CO_2 捕集装置提供冷却水，则在此介质流中考虑	主体电厂 辅助机组	STEC
43	冷却水返回—从燃烧后 CO_2 捕集装置返回到主体电厂或辅助机组的冷却水	燃烧后 CO_2 捕集装置	STEC
44	来自集成到燃烧后 CO_2 捕集装置中的过程冷却器的废热（第 23 项）	燃烧后 CO_2 捕集装置	STEC
45	来自辅助发电系统的电力	辅助机组	SEC 和 SEEC
46	从主体电厂到燃烧后 CO_2 捕集装置的电力	主体电厂	SEC 和 SEEC
47	至辅助蒸汽发生系统和发电系统的燃料	辅助机组	
48	化学品	燃烧后 CO_2 捕集装置	SAC 和 SCC
49	脱盐水、工业用水	燃烧后 CO_2 捕集装置	SAC 和 SCC
50	电力转移到与燃烧后 CO_2 捕集装置相关的动力设备和系统，包括风机、泵和压缩系统	辅助机组	SEC 和 SEEC
51	净功率输出	主体电厂 辅助机组	SEC 和 SEEC
52	从主体电厂或辅助发电系统输送到同一发电厂或系统内的其他设备的电力	主体电厂 辅助机组	SEC 和 SEEC
55	将废热从燃烧后 CO_2 捕集装置输送到主体电厂的介质（例如锅炉给水预热）	燃烧后 CO_2 捕集装置	STEC
56	燃烧后 CO_2 捕集装置内使用的主体电厂废热或返回主体电厂中使用的燃烧后 CO_2 捕集装置废热—该介质流可以代表在燃烧后 CO_2 捕集装置中吸收剂再生过程中使用的主体电厂废热或在燃烧后 CO_2 捕集装置产生并返回给主体电厂使用的废热（例如，锅炉给水预热）	主体电厂	STEC
57	将废热从主体电厂传输到燃烧后 CO_2 捕集装置的介质。主体电厂中常见的废热来源是烟气中所含的热量。该介质流包含由介质流 37 提供给燃烧后 CO_2 捕集装置的热量	主体电厂	STEC
58	从燃烧后 CO_2 捕集装置返回的发电厂废热—该介质流代表从介质流 57 返回到主体电厂的废热	燃烧后 CO_2 捕集装置	STEC
59	在烟气脱硫系统中使用燃烧后 CO_2 捕集装置的排水—来自燃烧后 CO_2 捕集装置的废水可用作烟气脱硫系统中的补给水	辅助机组	
60	预处理后的烟气—该介质流是去除杂质并进行温度调整后以准备进入吸收塔的烟气流（从第 2 项到第 3 项）	燃烧后 CO_2 捕集装置	
61	该介质流是离开 CO_2 捕集部分然后进入压缩系统	燃烧后 CO_2 捕集	

介质流/设备编号	描述	介质流来源/设备位置	相关的 KPI 评估
	的产物 CO_2（从第 3 项到第 4 项）	装置	
65	至发电厂的燃料	主体电厂	
70c/g	锅炉—或燃气联合循环中的余热锅炉	主体电厂	
71	脱硝系统	主体电厂	
72c	空气预热器和送风机（不适用于燃气轮机联合循环的情况）	主体电厂	
73	烟气热回收系统	主体电厂	
74c	颗粒去除系统（不适用于燃气轮机联合循环的情况）	主体电厂	
75c	烟气脱硫系统（不适用于燃气轮机联合循环的情况）	主体电厂	
76	烟气加热器	主体电厂	
77	烟囱和处理过的烟气管道	主体电厂	
80	高压（HP）缸—中压（IP）缸	主体电厂	
81	低压（LP）缸	主体电厂	
82	高压加热器	主体电厂	
83	除氧器	主体电厂	
84	低压加热器	主体电厂	
85	蒸汽凝汽器	主体电厂	
86	电厂冷却水供应系统	主体电厂	
87	发电厂冷却水取水口	主体电厂	
88	发电厂冷却水排放口	主体电厂	
89	发电厂发电机	主体电厂	
100b	此线代表燃烧后 CO_2 捕集装置边界	燃烧后 CO_2 捕集装置	
101	大气	（边界外）	
102	水界	（边界外）	
200b	辅助机组边界	辅助机组	

附 录 B
（资料性）
试验原则和指南

B.1 试验期间的气体和其他排放

1) 气体排放

— 对于现有的监管项目，由于二氧化碳被燃烧后捕集装置吸收，燃烧后捕集装置出口处的烟气杂质（SO_x、NO_x、PM、HCl、HF、N_2O、Hg 和 NH_3）浓度会增加。对于现行地方环境法规，几种烟气杂质的排放可能超限成为问题：

— 净烟气排放的温度也可能是一个问题。根据不同的技术，净烟气的温度可能会下降，缺乏浮力会导致其成分的分散不均。

— 最后，吸收剂和吸收剂降解物的排放水平可能会影响关键性能指标的评估。

2) 废水

应明确出水量、pH 值、成分、悬浮物浓度、生物需氧量和化学需氧量，以及包含的监管物质。

3) 废物

应报告废物产生量及关于废物的处理（含水量、粘度）、处理方法（Ca、N、Na 或 S 含量、热值）和类别（是否为有害物质，根据当地法规）的一般特性信息。

B.2 附加试验

电厂和燃烧后捕集装置的业主可能希望进行额外的试验，以确定设备性能和/或在其他条件下（例如负荷跟随或设备跳闸）收集数据。应事先确定试验和性能标准的条款并将其包含在批准的文件中。本附录可用作此类试验的模板。

B.3 试运行的持续时间和次数

试运行是发电厂和燃烧后捕集装置在稳定的运行条件下运行时的一组完整的读数。试验可以由单次试运行或一系列试运行组成。为确保结果的可重复性，本标准建议每次试验至少包括两次或多次试运行。由不同试运行组成的试验可以提供一种验证和/或舍弃异常测量值的方法。用于计算 KPI 的最终结果应是各个可接受的试运行结果的平均值。

每次试运行的持续时间应根据运行考虑因素和相关方的要求来确定。本标准根据电厂使用的燃烧系统类型推荐每次试运行的最短持续时间，如表 B1 所示：

表 B1 每次试运行的最短持续时间

燃料类型	试运行持续时间
固体燃料锅炉（如煤、褐煤）	2h
流化床/炉排和旋风分离器（例如石油焦、生物质）	4h
燃气轮机/联合循环（包括补充燃烧）	1h
燃油/燃气锅炉	2h

B.4 预试验

在开始试验活动之前，可能会进行多次预试验以调整或设置控制整定，以达到试验条件要求。这些预试验还有助于识别任何类型的异常或设备故障。为便于采取纠正措施，本标准建议在试验活动开始之前进行预试验。

B.5 试验开始和停止

在建立了试验条件并达到了稳定性标准后，试验负责人应决定开始测试，记录开始测试的时间和日期并将其传达给所有相关方。试验的持续时间应获得各方的同意。在此期间，设备应在自动、稳定的条件下运行。且在此期间不应修改控制设置。在每次试运行结束时，应记录时间，试验负责人应向各方宣布试验结束。

如果在试运行期间的稳定性或试验条件不符合给定的要求，试验负责人可以决定停止并中止试验。对于试运行时间中采集的符合要求的数据可以用于性能评估；除了在试验期间出现偏差的部分

外，试运行其他部分仍是有效的。

B.6 电耗和热耗调整

在开始试验之前，所有用电设备都应根据装置设计配置进行调整。每个用电设备都应标识并由试验计划中提到的电厂电源为其供电。应该关闭任何冗余的用电设备。如果冗余用电设备无法关闭，则试验期间涉及的各方应协商确定，在性能评估过程中测量和扣除任何额外耗电。

在开始试验之前，应调整来自发电厂的所有热能消耗或抽汽流量。抽汽和由发电厂供汽的燃烧后捕集装置设备应根据设计配置进行调整。应隔离来自边界外的其他设备或蒸汽发生器的任何热源；如果无法实现隔离，则应在性能评估中对此类热源进行测量和扣除。

在开始试验活动之前，应完成电力消耗和热能消耗的调整。

B.7 试验执行与评估原则

应在试验期间为每个测量参数获取足够多的读数，以尽可能降低测量不确定度。当使用数据采集系统时，每次试运行中每个主要参数至少应记录 30 组读数。

应计算每个读数的算术平均值并根据稳定性标准进行验证。每次试运行期间采集的数据应进行审查，如果其不符合稳定性标准的要求，则应对这些数据部分或全部拒绝。

B.8 电厂和燃烧后捕集装置的稳定性判据

燃烧后二氧化碳捕集装置应在稳定条件下运行，以确保良好的测量质量和性能结果。为此，电厂应满足适用的国际标准（例如 IEC 60953、ASME PTC 6 和 ASME PTC 4）中给出的稳定性标准和要求。这将确保发电厂和燃烧后捕集装置之间的所有接口都是稳定的（例如烟气流量、抽汽和供电）。

在性能试验之前和试验期间，与电厂和环境条件无关的燃烧后捕集装置参数也应满足表 B2 中列出的的稳定性标准：

表 B2 发电厂和燃烧后捕集装置的稳定性标准

参数	允许标准偏差	与设备参考条件的最大允许偏差
发电机功率输出	±0,25%	注 1
发电机功率因数	±1,0%	注 3
发电机频率	±0,25%	±2,0%
发电机电压	-	±5,0%
固体燃料特性（热值和成分）	-	注 2
天然气燃料热值	-	注 2
离开锅炉/省煤器的氧气（燃油/燃气机组置）	0,2%-Vol	-
离开锅炉/省煤器的氧气（燃煤机组）	1,0%-Vol	-
二氧化碳纯度	±0,5%-Vol	±1,0%-Vol
二氧化碳流量	1	±5,0%
来自燃烧后捕集装置的冷凝水流量	±1,0%	±5,0%
制冷剂和冷却水温度	±1,0K	±5,0K
制冷剂和冷却水流量	±1,5%	±15,0%
燃料流量（燃气和燃油）	±1,3%	注 3
燃气压力	±0,65%	注 2
燃气温度	±3,0K	注 2
排烟温度	±2,0K	注 3
蒸汽压力（注 4）	±0,5%	±3,0%
蒸汽温度（注 4）	±2,0K	±8,0K

环境温度（干球）	±2,0K	注 3
环境温度（湿球）	±2,0K	注 3
环境压力	±0,5%	注 3

注1 指适用的汽轮机或发电厂标准。

注2 取自燃料规格范围的数值。如果燃料特性不在这些范围内，相关方应商定采用何种修正或者推迟试验。

注 3 该值取决于电厂在参考条件下的最大或最小规定值。超出此值，各方应就校正达成共识。

注 4 参数在试验边界内。只是为了确保发电厂运行的整体稳定性而对其进行监视。根据汽轮机性能试验的适用标准，可改变这些值。

稳定性是通过每次试运行的测量值的标准偏差来计算而得。为了计算 KPI，在每次试运行之前需要保持一段时间的稳定性，以确保能代表稳定的运行状态。

附 录 C
（资料性）
仪器和测量方法

C.1 通则

本标准具体章节确定以下性能测试结果：

(a) 捕集效率（参见第 5.3 节）
(b) PCC 装置捕集 CO_2 流量（参见第 5.4 节）
(c) CO_2 压缩系统出口的 CO_2 流特性（参见第 5.5 节）
(d) 单位热能消耗量（参见第 9.2 节）
(e) 单位电能消耗量（参见第 9.3 节）
(f) 单位等效电能消耗量（参见第 9.4 节）
(g) 单位 CO_2 减排量（参见第 9.5 节）
(h) 吸收剂单位消耗量和化学品单位消耗量（参见第 9.6 节）

(a)~(e)项通过测量结果直接得到。对于项目 (f) 至 (g)，由于蒸汽轮机中蒸汽抽取导致的 LGP（总功率输出损失）应基于主电厂类型选择按照 IEC 60953-1 或 IEC 60953-2 进行测量，其中所需的热能需求量/消耗量的详细获取方法参照本标准。(h)项由技术供应商提供的吸收剂单位消耗量和化学品单位消耗量计算得到。

C.2 测量点图

在评价与发电厂集成的 PCC 装置的性能时，需在 PCC 装置的不同点位安装合适的测量仪器。开始测试活动之前，应确认安装和使用仪器的数量和位置。为此，本标准建议准备一个测量点图，并将其作为测试程序的一部分。

测量点图应标明 PCC 装备和其边界接口，包括连接 PCC 装置和电厂的管道或蒸汽。性能验证测试中使用的传感器类型（如压力、温度、流量）也应在相关线路和设备上标明。图 2 给出了一个测量点图的典型示例。

C.3 仪器分类

如全部或部分仪器不能满足本节后续要求，所产生的任何偏离都应被确认。

在以下条款中，主要仪器和次要仪器依据被测物理量类型给出了准确性建议。

测试活动开始前临时安装的所有仪器应在有能力资质的实验室进行校准，可依据 ISO17025 及 C.4 节建议。

如果有较高概率在一个具体测量点有确定的温度、压力和流速剖面，本标准建议使用足够的测量使所有可能的剖面进入考虑范围。依据被测物理量的相关国际标准，平均值可由表面或流速的加权平均值计算。

表 C.1 给出了主要仪器的典型准确度和允许的系统性不确定度。

表 C.1 仪器的典型准确度等级

测量参数	推荐的设备	测量范围	最大允许的系统性不确定度（精度）
压力	绝压表和差压表	全部	±0.3%
温度	RTD[a] 温度计	<150 ℃	±0.3 ℃
	热电偶温度计	>150 ℃	±0.6 ℃
流量（水和蒸汽）	文丘里	—	校准后： ±0.5% 蒸汽， ±0.4%水 未校准： ±1.2% 蒸汽， ±1.1%水
	孔板	—	校准后： ±0.5% 蒸汽， ±0.4%水 未校准： ±0.75% 蒸汽， ±0.70%水
流量（烟气和 CO_2 流）	多点皮托管	—	校准后： ±5.0% 未校准： ±8.0%
	科里奥利	—	见第 C8.2 节
	超声	—	见第 C8.2 节
	文丘里	—	±1,5%
烟气分析	便携式氧分析仪	—	±5.0%读数 ±2.0%量程
	一氧化碳（奥氏分析仪）	—	±0.2 点
	氮氧化物	—	±10 ppm(v)
	氨	—	待定
电力消耗	功率表	—	±0.5%
	钳形表	—	±2.0%
	电度表	—	±0.03%
电流	电流表	—	±0.3%
电压	电压表	—	±0.3%
频率	电子转速计	—	±0.1%
环境压力	绝对压力变送器	—	±0.075%
水分	湿度计	—	±2.0%RH
	干湿球温度计	—	±0.5%
数据采集	数字式数据记录仪	—	±0.1%
[a]RTD：电阻式温度计			

本标准建议在以上分类中使用电厂永久仪器。

C.4 校准要求

表 C.1 给出 PCC 装置性能测试所使用仪器的典型准确度等级。校准步骤和接受准则宜符合 ASME PTC 19.5-2004、ANSI/IEEE 120-1989（电力回路的电气测量主试验指南）、ASTM E2744-16、BS 1041 和 ISO/IEC 17025:2005。如采用其他公认的国际标准，需得到测试相关方的同意并接受。

C.5 依据国际标准的手动测量

本标准第 5 节给出了 PCC 装置基本性能参数，这些参数的测量方法参照 8.2 节。这些参数测量使用的临时测量仪器，无论是手动或在线仪器，都应满足主要仪器的准确度等级。

C.6 流量测量

在无法安装流量仪表的情况下，用于评估 PCC 装置性能且穿过 PCC 装置边界的蒸汽应使用间接方法测量（如热量或质量平衡）。

依据 ISO/TR 9464:2008，推荐使用的流量仪表见 BS 7405。测量和评估中使用的所有差压式流量仪表应符合 ISO 5167。

如果蒸汽流量测量超出 ISO 5167 的规定范围，本标准建议参考 ISO/TR 15377。

PCC 装置性能测试中流量测量的主要应用见后续章节。

C.7 依据国际标准的手动测量

本标准第 5 节给出了 PCC 装置基本性能参数，这些参数的测量方法参照 8.2 节。这些参数测量使用的临时测量仪器，无论是手动或在线仪器，都应满足主要仪器的准确度等级。

C.8 烟气和 CO_2 流的测量

C.8.1 烟气流量

为确定流量，需在与流动方向垂直的平面上进行多点流速贯穿测量，这适用于压力、流速和温度剖面能被表征的大口径管道或封闭管道。

采样点应布置于具有相同形状和截面积的直管段，尽量远离上游障碍物，这些障碍物可能引起流动的扰动和方向改变。ISO 10780 规定，包含取样平面的直管段至少为七倍水力直径，并且采样平面距离直管段入口为五倍水力直径，以确保不确定度为 3%。其他规定的条件包括雷诺数高于 1200，与之对应的烟气流速为（5~50）m/s。

烟气流量测量应依据 ISO 3966:2008（封闭管道中流体流量的测量 - 使用皮托管的速度面积法）、ISO 14164:1999（固定源排放 - 管道中气体体积流量的测定 - 自动化方法）。使用探头插入烟道内，在数个烟道中心等截面位置，至少测量动压、静压和温度。

实际上，大型管道可能无法满足 ISO 3966 和 ISO 14164 中对管道的要求。在这种情况下，基于相同形状的直管段实际长度，依据 ASME PTC 19.5 的建议应将测量点数量增加（最多至 30 个）。测量所使用皮托管类型和测量点数详细规定参考 ISO 3966 和 ASME PTC 19.5。

流量也可由流速、管道截面积和气体密度计算，其中气体密度通过烟气主要成分分析结果计算得出。管道截面积的准确测定可能存在困难，主要原因是管道中的障碍物或不准确的几何尺寸。根据烟气的质量，应考虑探针被雾滴或液滴堵塞的问题。

作为一种可选方法，烟气流量可由燃烧计算得到，该方法可用于流量的交叉核验。然而，如果所有烟气都被抽取进行处理，则需考虑漏气或混入空气的情况。

C.8.2 烟气组分

本标准建议在整个测试过程中对相关烟气组分（CO_2、SO_x、NO_x 或 O_2）进行连续监测，以确保烟气状态保持在可接受的变化范围内。除了 PCC 装置入口附近发生组分的去除或混合情况下，组分浓度的分布可认为是均匀分布。

杂质组分（SO_2、SO_3、NO_2、HCl、HF、NH_3、CO）和 PM 分析可能影响 PCC 装置的设计、性能和测量不确定度。本标准不包含烟气杂质的测量方法，烟气源侧应提供信息澄清并交叉核验。

ISO 10396 阐述了产品 CO_2 流中的杂质（即 O_2、CO、NOx 和 NH_3）的测量方法。

其他可参考标准：

— ISO 12039，ISO 17179，ISO 10849，EN 1911，ISO 7935 和 ISO 15713。

通过测量或确定杂质含量，CO_2 浓度也可采用差值方式确定。所有杂质（即 O_2、CO、NOx 和 NH_3 的体积浓度）可采用上述方法测量，然后可从 100%减去每种杂质的百分比来确定 CO_2 浓度。

C.8.3 PCC 装置处理后的烟气组分

表 C.2 中列出了适用的标准。本标准不适用于烟气中出现的任何管制组分测量，但应在性能测试流程中阐明。

表 C.2　标准清单

与 PCC 装置的接口点	参数	单位	适用标准/（方法）		
			ISO/IEC	ANSI / ASME / EPA	备注
进口烟气	烟气流量	(kNm^3/h)	ISO 10780	EPA 方法 1 （固定源的采样和流速贯穿法） EPA 方法 2 （确定烟囱烟气流速和体积流量）（S 型皮托管）	
	烟气组分	H_2O (vol %)		EPA 方法 4 （确定烟囱烟气中的水分）（应用参考方法）	
		CO_2 (vol %-dry)		EPA 方法 3A（仪器） （确定固定源的 CO_2 和 O_2） （连续测量）	通常使用 NDIR（非分散红外线传感器）或奥氏分析仪（US EPA 方法 3B） JIS B 7986 烟气中二氧化碳连续分析仪
	温度	℃		ASME PTC19.3 (温度测量)	
	压力	kPaG		ASME PTC19.2 （压力测量）	
出口烟气	烟气成份	H_2O (vol %)		EPA 方法 4 （水分含量）	
		CO_2 (vol %-dry)		EPA 方法 3A（仪表）	通常使用 NDIR（非色散型红外线传感器）或奥氏分析仪（US EPA 方法 3B）
	温度	℃		ASME PTC19.3	
	压力	kPaG		ASME PTC19.2	
产品 CO_2（压缩前）	流量	kNm^3/h	ISO 10780 ISO 5167 ISO 9951	ASME PTC19.5 （流量测量） ASME MFC-6-2013	ISO 5167 可推荐用文丘里管
	二氧化碳纯度	vol%	ISO 6974	EPA 方法 3A	与 JIS K 0114“气相色谱仪通用要求”结合
	温度	℃		ASME PTC19.3	
	压力	MPaG		ASME PTC19.2	
CO_2 产物（CO_2 压缩后）	流量	kNm^3/h	ISO 10780 ISO 5167 ISO 9951	ASME PTC 19.5 （流量测量） ASME MFC-6-2013	ISO 5167 可推荐用文丘里管
	二氧化碳纯度	vol%	ISO 6974	EPA 方法 3A	与 JIS K 0114“气相色谱仪通用要求”结合
	温度	(℃)		ASME PTC 19.3	
	压力	MPaG		ASME PTC 19.2	
公用工程	LP/MP 蒸汽冷凝水/液体	流量（m^3/h）	ISO 17089	ASME PTC 19.5	
		压力(MPaG)	IEC 60953-1	ASME PTC 19.2	
		温度(℃)	IEC 60953-1	ASME PTC 19.3	
	CW	流量（m^3/h）	ISO 5167 IEC 60953-1 ISO 17089	ASME PTC 19.5	
		温度(℃)	IEC 60953-1	ASME PTC 19.3	
电能		MWh/h	IEC 60044 IEC 61869	ANSI/IEEE 120	应详细研究电流互变送器、电压变送器和功率表的准确度。需要进行灵敏度分析。
性能试验/不确定度			IEC 60593-1 ISO 5168 ISO/IEC 导则 98-3（JCGM 100）ISO/IEC 导则 98	ASME PTC 46（装置总体性能试验规范） ASME PTC 19.1（试验不确定度）	

C.9 压缩前的产品 CO_2 流

依据 ISO 6974，产品 CO_2 流的纯度可通过分析水分、O_2、N_2 和 CO_2 浓度确定，分析使用符合 JIS K 0114 或等同标准的气象色谱仪。气相色谱仪应符合通用技术要求。O_2 的测量应当在线完成以避免混入空气，这可能导致较大的不确定度。EPA 方法 3A 等同于以上测量方法。产品 CO_2 流可能含有 CO、NOx 和 NH_3，也可采用气相色谱进行测量。水分含量分析可采用 EPA 方法 4，也可采用温度和压力测量结果进行计算，原因是产品 CO_2 流是水饱和状态（基于工艺流程）。

C.10 蒸汽流量测量

蒸汽流量测量推荐使用压差式流量计。应采取预防措施以避免管道中产生高压降，进而影响或直接冲击 PCC 工艺流程。

如果由于仪器不具备或不能安装导致蒸汽轮机的蒸汽抽取量无法测量，应对蒸汽轮机循环采用热量和质量平衡确定所需的蒸汽量。在此情况下，安装于蒸汽轮机循环（电厂侧）周围的所有仪器应满足 IEC 60953-2 的要求和建议。

C.11 冷凝水、CW 和载冷介质流量测量

冷凝水流量的测量和评估应依据 ISO5167 开展。

基于 ISO12242 中给出的建议，冷凝水、CW 和载冷介质可采用超声流量设备测量。如果不能测量主 CW 或载冷介质流量，建议采用整个循环或换热器的热量和质量平衡法，并在相关方一致接受和同意的前提下写入测试程序。

在流量计需要校准的情况下，校准应按照 ASME PTC 19.5 进行，且安装应符合 C.7 节。

C.12 电能测量

PCC 装置电能消耗测量应采用单相或多相的临时性测量仪器，可为功率计或电能表连接到适当的电压和电流互感器。三相电能消耗建议采用 ANSI/IEEE 120 中提出三相功率计法。

临时性的功率计和/或电能表应测量电流、电压、功率因数、频率和有功功率。功率计和电能表的误差不应超过读数的 0.2%。电能表的记录误差不应超过 0.03%。测试期间应按照规定间隔（至少每 5min）记录电能表读数。

对应不同类型的性能验证，仪器配备的互感器准确性也有所不同。如对整个 PCC 装置的电能消耗进行验证，需要使用 0.2 级的电流和电压互感器。如对包含 PCC 装置在内的整个电厂性能进行验证，需要使用 0.2 级或更高等级互感器，除非相关方同意准确度等级的特定要求。

C.13 压力测量

压力测量应参照 IEC 60953-1 和 ASME PTC 19.2。相应准确度等级和测量范围见表 C.1。压力变送器的安装和歧管应符合 ISO 2186。

管道中流动烟气的温度、压力和浓度可能非均匀分布，特别是在流体扰动的附近，如弯道或连接处。一般可通过更多的采样或更复杂的算法减小温度测量不确定度。如对管道内的压力或流速（动压）剖面进行测量，建议参照 ISO 3966 和 ISO 10780 中关于烟气流量测量的规定。

C.14 温度测量

温度传感器的选择、测量点的数量和分布应符合 BS 1041。

如对管道内或表面上的温度剖面进行测量，本标准建议参照 ISO 3966 和 ISO 10780。

典型的准确度等级见表 C.1，校准要求见 C.4。

C.15 化学添加剂和非燃料源

化学添加剂和非燃料源应采用 PCC 技术供应商提供的最佳实践方法，以保证最佳的测量准确度等级。包括流量和组分浓度两部分测量。

化学添加剂和非燃料源流量测量可参照 ISO 5167 系列标准。

化学组分（纯度）的确定可采用标准化的方法和流程，由公认的或有资质的实验室进行测试。

附 录 D
（资料性）
用于对电厂集成的燃烧后捕集装置进行性能评估的其他方法

D.1 燃烧后捕集装置导致的燃料用量增加和等效电能消耗

与参考电厂相比，集成燃烧后捕集装置的能量需求将导致电厂净效率发生变化。这导致单位功率输出需要的燃料使用量（或能量输入）的增加率，定义为：

$$\Delta E = \frac{\eta_{\mathrm{ref}}}{\eta_{\mathrm{PCC}}} - 1 \tag{D-1}$$

式中 ΔE 是单位功率输出的燃料用量增加率，η_{pcc} 和η_{ref} 分别是具有燃烧后捕集装置的发电厂和参考发电厂的净功率输出效率。

增加的燃料使用量可以解释为对发电资源利用影响的衡量标准。

燃烧后捕集装置的能量需求还会导致等效电能的消耗，其定义为燃料用量（或能量输入）固定的情况下发电厂输出功率的减少率，定义为ΔE*：

$$\Delta E^{*} = 1 - \frac{\eta_{\mathrm{PCC}}}{\eta_{\mathrm{ref}}} \tag{D-2}$$

等效电能消耗可以解释为对发电厂输出水平影响的衡量标准。

D.2 单位电能消耗的近似计算

当性能评估只关注燃烧后捕集装置时，为具有燃烧后捕集装置的电厂和参考电厂设计模型是一种简单而实用的方法。

在第 9.4 节中定义的单位等效电能消耗（SEEC）是燃烧后捕集和压缩/液化 1 吨 CO_2 的整体电能消耗。SEEC 的确定应基于实际测量或数学模拟。可以通过关键参数和公式（D-3）提供一个近似值。

$$e_{\mathrm{SEEC}} = \frac{100}{\eta_{\mathrm{CO2}}} \times \frac{100}{\eta_{\mathrm{gas\ to\ PCC}}} \times \frac{\eta_{\mathrm{ref}} - \eta_{\mathrm{PCC}}}{100 \times FSE \times 3.6} \tag{D-3}$$

其中η_{ref} 是参考电厂的净发电效率，FSE 是燃料的单位排放，$\eta_{gas\ to\ PCC}$ 是进入燃烧后捕集装置的总烟气流量的比例，η_{CO2} 是燃烧后捕集装置的二氧化碳捕集效率。

FSE 定义如下：

$$FSE = \frac{44}{12} \cdot \frac{w_C}{100} \cdot \frac{1}{LHV_{\mathrm{fuel}}} \tag{D-4}$$

式中，w_C 是燃料中基于可燃烧的碳的质量分数，LHV_{fuel} 是燃料的低热值。

D.3 避免二氧化碳排放的单位一次能源消耗（SPECCA）

由于在发电厂安装燃烧后捕集装置导致避免二氧化碳排放的单位一次能源消耗可以使用 SPECCA 表示，其表示了避免每单位二氧化碳排放所使用的能源量。SPECCA（kJ/kg）定义为：

$$SPECCA = \frac{HR_{\mathrm{PCC}} - HR_{\mathrm{ref}}}{E_{\mathrm{ref}} - E_{\mathrm{PCC}}} = 3\ 600 \cdot \frac{{}^{100}/_{\eta_{\mathrm{PCC}}} - {}^{100}/_{\eta_{\mathrm{ref}}}}{E_{\mathrm{ref}} - E_{\mathrm{PCC}}} \tag{D-5}$$

式中：

HR_{PCC} ： 带有燃烧后捕集装置的发电厂的热耗率 [kJ/kWh]

HR_{ref} ： 参考电厂的热耗率 [kJ/kWh]

E_{PCC} ： 带有燃烧后捕集装置的发电厂的单位二氧化碳排放量 [kg/kWh]

E_{ref} ： 参考电厂的单位二氧化碳排放量[kg/kWh]

η_{PCC} ： 具有燃烧后捕集装置的发电厂的净输出功率效率 [%]

η_{ref} ： 参考电厂的净输出功率效率 [%]

D.4 单位冷却水负荷（SCWD）

SCWD 是捕集和压缩/液化一吨二氧化碳所需的冷却水。SCWD 的计算公式为：

$$\mathrm{SCWD} = \frac{\Phi_{\mathrm{CW}}}{c_{\mathrm{p\ CW}} \times \rho_{CW} \times (T_{\mathrm{CWout}} - T_{\mathrm{CWin}})} \times \frac{1}{q_{m\ \mathrm{CO_2}}} \quad \text{(D-6)}$$

式中：

SCWD ： 单位冷却水负荷[m^3/t]

Φ_{CW} ： 燃烧后捕集装置的总冷却负荷 [kJ/h]

T_{CWin} ： 供应侧冷却水的温度[K]

T_{CWout} ： 回流侧冷却水的温度[K]

$c_{\mathrm{p\ CW}}$ ： 冷却水的比热[kJ/(kg K)]

ρ_{CW} ： 冷却水的密度[kg/m^3]

$q_{m\ \mathrm{CO_2}}$ ： 二氧化碳产品流股的质量流量[t/h]

总冷却负荷包括因安装燃烧后捕集装置而导致主发电厂和任何辅助装置的冷却水负荷的减少量。

注：冷却系统取决于具体燃烧后捕集项目，可以包括冷却塔、一次通过的冷却水系统或翅片式空气冷却器。

附 录 E
（资料性）
标准参考条件

E.1 通则

宜在设计条件和标准参考条件下进行性能评估。标准参考条件通常用作参考点，根据需要调整性能评估的结果，以实现报告和对标的可比性。

本附件介绍了评估燃烧后 CO_2 捕集装置性能的建议条件。

为确定燃烧后 CO_2 捕集装置性能评估标准化的最佳条件，本标准强烈建议在多个燃烧后 CO_2 捕集装置投入运行后定期审查本附件。

E.2 环境条件

本节规定压力、温度和湿度的标准参考条件。

— 环境压力：101.325kPa
— 环境温度：15℃（288.15K）
— 60% 相对湿度：60%

E.3 烟气中的 CO_2 浓度

烟气中的 CO_2 浓度可能取决于燃料成分或过量空气等因素。应指出的是，烟气中 CO_2 的浓度会极大地影响燃烧后 CO_2 捕集装置的能效。

以下 CO_2 体积浓度可作为标准参考条件下评估的比较依据：

— 燃用烟煤的燃煤发电厂：体积百分比 14%。（干基）
— 天然气联合循环（NGCC）发电厂[1]：体积百分比 4%。（干基）

E.4 产物 CO_2 条件

— CO_2 浓度：至少大于 99%（干基）
— 出口压力（防爆压缩机）14 MPa（表压）
— 出口温度（防爆压缩机）40℃（313,15K）

E.5 公用工程

— 冷却水温度 15℃（288,15K）
— 冷却水温差 10K
— 燃烧后 CO_2 捕集装置要求的电力和蒸汽条件由主体电厂或辅助机组提供

E.6 CO_2 捕集效率

CO_2 捕集效率定义为捕集的 CO_2 量相对于被处理的烟气中存在的 CO_2 总量的百分比。

处理的烟气总量可以是发电厂烟气的全部体积或总量的一部分（即气流）。

对于标准参考条件，建议使用以下 CO_2 捕集效率（ηCO_2）。

— 燃煤发电厂：90%
— 天然气联合循环发电厂：85%

[1] 应基于 ISO 13443:1996 中建议的标准参考条件进行审查。

附 录 F
（资料性）
性能评估检查清单

本性能评估标准中的程序解释应参考下列表 F1 至表 F7。

(1) 首先要明确项目概要：包括发电厂的情况，电厂与燃烧后碳捕集装置的接口情况，以及燃烧后碳捕集装置的设计要求。

(2) 表 F7 列出的信息包括用于评估计算燃烧后碳捕集装置能耗的直接参数，和用于核算的辅助参数，这些参数根据下面显示的“颜色代码”规则按单元格的颜色标识。

(3) 可根据表 F4 和 F5 中的描述，查找与热量消耗和冷却水消耗相关的参数。

(4) 总结信息见第 9 节中的表 F3。

(5) 燃烧后碳捕集装置的污水和排放参数和表 6 的计算结果，应填入表 F2 中。

表 F1 至 F7 请参考以下页面中的颜色代码。

颜色代码

信息分类	数字/数值
评估能量损失所需的装置和/或项目的基本信息	输入单元格：由评估流程的人员输入进行计算的数值
需要的基本信息，但不确定是否与能量损失的评估直接相关	输入单元格：由评估流程的人员输入用于说明的值
评估能量损失所需但根据输入值计算的信息	通过本表的输入数据计算值
自愿性数据或指标	默认值，由评估流程的人员酌情校正

表 F1　项目概述和规范

物项号及其描述		检查	选项
电厂总体信息			
1	装置（项目）名称		
2	公司（采购方）		
3	项目地点（国家）		
4	装置/项目阶段		a：可行性研究；b：初步前端工程设计；d：前端工程设计；e：EPC；f：验证试验;g：商业运行。
5	新项目或改造项目		a：新项目；b：改造项目
6	二氧化碳捕集装置工艺		a：胺；b：氨；c：氨基酸；d：其他（在此情况下，指定燃料特性）
7	烟气源数量		
8	主体电厂类型		a：锅炉；b：联合循环燃气轮机；c：其他。
9	烟气源的燃料		a：煤；b：天然气；c：轻燃油；d：重燃油；f：其他（在此情况下，指定燃料特性）
10	热能供应源		a：主体电厂；b：辅助燃气轮机；c：辅助锅炉；d："a"与"b"或"c"的组合
11	热能的主要类型		a：蒸汽；b：热油；c：热水；d："a","b","c"的组合
12	烟气处理率		a：完全处理；b：部分处理（在此情况下，指定当量容量 MWe）。
评估边界：燃烧后捕集装置的覆盖范围[*2]			
13	燃烧后捕集装置的烟气供应点		a：烟囱;b：烟气再热之前的烟气脱硫系统出口；c：烟气脱硫系统之前；d："b"与"c"的组合
14	处理过的烟气返回或释放点		a：烟囱；b：烟气再热之前的烟气脱硫系统出口；c：二氧化碳吸收塔的顶部
15	冷却介质		a：淡水；b：海水；c：与工艺集成的翅片式空气冷却器；d：组合
16	冷却水产生		a：直流冷却水；b：具有机械冷却塔或翅片式空气冷却器的冷却水再循环；c：组合
17	使用来自主体电厂的冷却水		a：否；b：是（如果"是"，指定是全部还是部分）
18	电源		a：主体电厂；b：辅助燃气轮机或锅炉；c：电网（或外部）；d：组合
19	辅助热能供应（如果有）类型。		a：锅炉；b：燃气轮机联合循环；c：带余热锅炉的单循环燃气轮机；d：其他
燃烧后捕集装置的现有 AQCS（空气质量控制系统）及附加预处理			
20	现有烟气脱硫系统及其类型（如果有）		a：是；b：否，如果"是"，指定其工艺（石灰石-石膏脱硫工艺）
21	现有烟气再加热系统及其类型（如果有）		a：是；b：否（不泄漏或再生型烟气再热器等）
22	现有脱硝系统及其类型（如果有）		a：是；b：否，如果"是"，请指定其工艺（选择性催化还原等）
23	现有除尘设备及其类型（如果有）		a：是；b：否，如果"是"，请指定其工艺（静电除尘器等）
24	以下第 29 项之前的附加烟气脱硫[*3]		a：是；b：否
25	附加脱硝系统[*3]		a：是；b：否
26	附加除尘系统[*3]		a：是；b：否
27	处理后烟气的烟气再加热要求		a：是；b：否
燃烧后捕集装置的配置和运行模式			
28	工艺类型		a：化学吸收；b：其他
29	深度脱硫系统及其工艺类型（如果有）		a：是；b：否，如果"是"，指定其工艺类型
30	烟气风机位置		a：预处理前；b：预处理之后及二氧化碳捕集之前
31	二氧化碳压缩机类型		a：单轴离心式；b：整体齿轮离心式；c：往复式；d：其他
32	二氧化碳净化设备要求		a：无；b：水分去除（脱水机）；c：除氧；d："b"与"c"组合
33	脱水机（如果需要）类型		a：固体干燥剂类型，b：液体类型，c：其他（如果是"c"，定义其类型）
34	除氧器（如果需要）类型		a：氢气燃烧，b：其他,如果是"b"，请说明其类型
35	吸收塔清洁设备（如果有）及其类型		a：是；b：否
36	废物处理方法		a：现场处理，b．通过运输由其他方处理
37	大型旋转设备驱动设备（烟气风机、二氧化碳压缩机）		a：电机，b：汽轮机，c：两者组合（在这种情况下，确定每个驱动设备）
38	燃烧后捕集装置运行模式		a：稳定负荷；b：负荷跟随主体电厂需求；c：频繁启停
39	长期部分负荷运行要求		a：是；b：否
主体电厂与燃烧后捕集装置之间的废热利用			
40	供应给燃烧后捕集装置的主体电厂废热		a：是；b：否
41	供主体电厂利用的燃烧后捕集装置废热		a：是；b：否
电厂信息			
41	主体电厂的发电（如果是燃煤锅炉）		a：超超临界，b：超临界，c：亚临界发电
42	主体电厂的标称净功率输出		[kWh/h]
43	与没有燃烧后捕集装置的情况相比，由于增加燃烧后捕集装置而导致燃烧后捕集装置未运行的情况下的任何输出限制		a：是；b：否
44	主体电厂的燃料（1）类型		A：煤；b：重燃油；c：轻燃油；d：天然气；e：其他
45	没有燃烧后捕集装置的电厂参考条件下的燃料消耗（1）[*1]		[t/a]或[1000Nm^3/a]
46	燃料（1）低热值（典型）		[GJ/t]或[GJ/1000Nm^3]
47	主体电厂在没有燃烧后捕集装置耗率（=热能输入/净电能输出）		[kJ/kWh]
48	燃料（1）[*1]比排放[*4]（典型）		[kgCO_2/GJ]
49	辅助机组的标称净功率输出		[kWh/h]
50	在没有燃烧后捕集装置的电厂参考条件下辅助机组的热耗率		[kJ/kWh]
51	辅助机组的类型（2）类型		a：煤；b：重燃油；c：轻燃油；d：天然气；e：其他
52	在没有燃烧后捕集装置的电厂参考条件下的燃料（2）消耗		[t/a]或[1000Nm^3/a]
53	燃料（2）低热值（典型）		[GJ/t]或[GJ/1000Nm^3]
54	燃料（2）比排放[*4]		[kgCO_2/GJ]

注）

(*1)　应根据对注释项的回复酌情增设一栏。

(*2)　空间接口接近燃烧后捕集装置。

(*3)　包括对现有系统的加强。

(*4)　参考附件 D 的公式（D-4）

(*5)　参考图 1，检查可能影响评估的项目概要和主要配置。

表 F2 工艺要求和测量参数

项目		索引号	是否适用	参数			测量方法	燃烧后捕集装置运行时的试验条件	
				项目		单位		装置参考值	试验值
进口烟气(*2)	锅炉烟气（主体电厂）（*1）	10	是	流量		Nm^3/h	*4		
	燃气轮机联合循环烟气（主体电厂）（*1）	10	是	密度		kg/Nm^3	*4		
	辅助锅炉或燃气轮机烟气（*1）	11	是	组份	H_2O	vol %	*4		
					CO_2	vol %-干基	*4		
					O_2	vol %-干基	*4		
					N_2/Ar	vol %-干基		平衡	平衡
				杂质	NO_X	mg/Nm^3-干基			
					NO_2	mg/Nm^3-干基			
					SO_X	mg/Nm^3-干基			
					SO_3	mg/Nm^3-干基			
					HCl	mg/Nm^3-干基			
					HF	mg/Nm^3-干基			
					NH_3	mg/Nm^3-干基			
					VOC	mg/Nm^3-干基	*3		
				PM		mg/Nm^3-干基			
				薄雾（水滴）		mg/Nm^3-干基			
				温度		℃	*4		
				压力		kPaG	*4		
处理后的烟气	处理后的烟气排放到大气	101	是	流量		Nm^3/h	*4		
	处理后的烟气排放到烟囱	7	否	密度		kg/Nm^3	*4		
				组份	H_2O	vol %	*4		
					CO_2	vol %-干基	*4	*5	
					O_2	vol %-干基			
				杂质	NO_X	mg/Nm^3-干基			
					SO_X	mg/Nm^3-干基			
					VOC	mg/Nm^3-干基	*3		
					吸收剂	mg/Nm^3-干基	*3		
					吸收剂降解产物	mg/Nm^3-干基	*3		
				PM		mg/Nm^3-干基			
				薄雾		mg/Nm^3-干基			
				温度		℃	*4		
				压力		kPaG	*4		
二氧化碳出口产物		5	是	流量		t/h	*4		
				组份	CO_2	mol %-干基	*4		
					H_2O	mg/Nm^3-干基	*4		
					O_2	mg/Nm^3-干基			
				杂质	N_2	mg/Nm^3-干基			
					吸收剂	mg/Nm^3-干基	*3		
					吸收剂降解产物	mg/Nm^3-干基	*3		
					脱水剂	mg/Nm^3-干基			
				PM		mg/Nm^3-干基			
				温度		℃	*4		
				压力		kPaG	*4		
现场条件		干球温度				℃			
		湿球温度				℃			
		绝对湿度		千克水/千克干燥空气					
		环境空气压力		kPaG					
		海拔高度		海平面以上高度（米）					

注）

(*1) 在所有进入燃烧后捕集装置的烟道中，应明确相应参数列中列出的所有成分，并计算燃烧后捕集装置的烟气信息。在此情况下，应考虑适当的烟气混合，以避免气相反应或冷凝。

(*2) 烟气中的杂质浓度影响预处理规范，定义的这些成分用于评估表 F3 和 F6 中的相关化学品消耗。

(*3) 如果需要，定义和测量方法取决于当地法规。

(*4) 参考表 C2。

(*5) 吸收塔的捕集效率按 5.3 中的公式（1）、（2）和（3）计算。

表 F3　公用工程汇总清单（*1）

公用工程项	（1）电			（2）蒸汽/热能源			（3）冷却水	（4）化学（报告）		
细节或规范	预处理	二氧化碳捕集	二氧化碳压缩	高压蒸汽	中压蒸汽	低压蒸汽		吸收剂	化学品 1（*2）	化学品 2（*2）
				进口压力（MPaG）				收到基相		
				进口温度（℃）				收到基浓度（重量百分比）		
消耗	功率（kW）			流量（kg/h）			冷却水负荷（MW）	（kg/t-CO_2）100wt%纯度	（kg/h）100wt%纯度	（kg/h）100wt%纯度
燃烧后捕集装置（正常运行）							（*6）			
燃烧后捕集装置（间歇运行）（*3）										
冷却水泵功率消耗（*4）	（*6）									
总计（*5）	（*7）									
备注	二氧化碳压缩系统入口的二氧化碳压力〔kPaG〕			见表 F4 索引 35A/B 中的细节，应参考 40 和/或介质流 36、41（图 1）。			见表 F5 中的细节。	可基于表 F2 参照基准条件对表 F6 中的消耗量进行校正。		

注）

(*1)　试验条件是指装置参考条件或相关各方协商的其他条件（燃烧后捕集装置边界数值）。

(*2)　应提供实际物质名称并酌情添加列。

(*3)　如果需要间歇运行，例如吸收剂或催化剂清洁或再生，则应提供此期间的平均数据，并提供间隔和持续时间信息。

(*4)　冷却水泵的功耗由 6.4.1 中的公式（6）定义并在图 F5 中计算。

(*5)　正常运行和间歇运行的平均数据，最少考虑三个周期。

(*6)　表 F5 中 P_{CW} 和 Φ_{CW} 对应栏“总计”的数字。

(*7)　燃烧后捕集装置的总功耗（η_{PCC}）。

表 F4 热能消耗计算（*1）

索引（*1）	介质流描述	起点	终点	热介质	正常（N）或间歇（I）运行使用	□LGP (*2)(*6)	Q_T(*2)	F_H(*2)	进口或出口			C_{pmean}(*2)
									T_H(*2)	P_H(*2)	E_H(*2)	
						kW	kJ/s	kg/h	ºC	MPaG	kJ/kg	kJ/kgK
35A	低压蒸汽	主体电厂	蒸汽配送系统	蒸汽（进口）	N			(*4)	(*4)	(*4)		
35B	高压或中压蒸汽	主体电厂	蒸汽配送系统	蒸汽（出口）	I			(*4)	(*4)	(*4)		
40	返回主体电厂的蒸汽冷凝水	蒸汽分配系统	主体电厂	蒸汽冷凝水（出口）	N			(*4)	(*4)	(*4)		
37A	低压蒸汽	蒸汽分配系统	燃烧后捕集装置	蒸汽（进口）	N							
37B	高压或中压蒸汽	蒸汽分配系统	燃烧后捕集装置	蒸汽（出口）	N							
37C	至汽轮机(*2)的中压或高压蒸汽	蒸汽分配系统	燃烧后捕集装置（汽轮机驱动）	蒸汽（进口）	N							
38	汽轮机排汽	燃烧后捕集装置（汽轮机驱动）	蒸汽配送系统	蒸汽（出口）	N							
39A	来自燃烧后捕集装置的蒸汽冷凝水	燃烧后捕集装置	蒸汽配送系统	蒸汽冷凝水（出口）	N							
39B	来自汽轮机的蒸汽冷凝水(*2)	燃烧后捕集装置（汽轮机驱动）	蒸汽配送系统	蒸汽冷凝水（出口）	N							
115	用于燃烧后捕集装置的废热	燃烧后捕集装置	蒸汽配送系统	液体（出口）	N							
116	返回（索引 115） 供给（索引 116）	蒸汽配送系统	燃烧后捕集装置	液体（进口）	N							
57	用于燃烧后捕集装置的电厂废热 供给（索引 57） 返回（索引 58）	主体电厂	燃烧后捕集装置	液体（进口）	N		(*5)					
58		燃烧后捕集装置	主体电厂	液体（出口）	N		(*5)					

注）

(*1) 有关介质流的位置，请参见图 1 和 4，并根据实际情况选择。

(*2) 索引和缩写的定义如下。

□LGP: 从蒸汽循环中抽取蒸汽而降低的功率

热负荷 =, $F_H \times E_H/3600$, F_H: 质量流量, T_H: 温度, P_H: 压力, E_H: 焓, C_{pmean}: 恒压下的平均比热

ST：汽轮机； SC：蒸汽冷凝水

(*3) 无相变化时的平均值

(*4) 35A/B 和 40 介质流的值应在表 F7 第 2 项和第 7 项中输入。如果蒸汽来自辅助蒸汽发生器，则应在表 F4 中添加第 35 和第 41 介质流以评估对蒸汽供应源的影响。

(*5) 本数值可用于表 F7 第 34 和 35 项的燃料效率计算，以评估与燃烧后捕集装置集成的热源的影响。

(*6) 应通过模拟评估。

表 F5　冷却水（*1）负荷汇总

索引 (*1)	项目	起点	终点	冷却介质	正常（N）或间歇运行使用	P_{CW} (*2)	Φ_{CW} (*2)	供应侧		回流侧		C_{PCW} (*2)	ρ_{CW} (*2)	F_{CW} (*2)	η_P (*3)(*2)	η_M (*3)(*2)
								T_{CWin} (*2)	P_{CWin} (*2)	T_{CWout} (*2)	P_{CWout} (*2)					
						kW	kJ/s	℃	MPaG	℃	MPaG	kJ/kgK	kg/m³	m³/h	%	%
42A	冷却水供应	冷却水发生	预处理	CW	N											
43A	冷却水返回	预处理	冷却水发生	CW	N											
42B	冷却水供应	冷却水发生	二氧化碳捕集	CW	N											
43B	冷却水返回	二氧化碳捕集	冷却水发生	CW	N											
42C	冷却水供应	冷却水发生	二氧化碳压缩	CW	N											
43C	冷却水返回	二氧化碳压缩	冷却水发生	CW	N											
44A	与工艺集成的翅片式空气冷却器的废热	预处理	ATM.	空气	N	(*4)	(*4)									
44B		二氧化碳捕集	ATM.	空气	N	(*4)	(*4)									
44C		二氧化碳压缩	ATM.	空气	N	(*4)	(*4)									
55	用于主体电厂的燃烧后捕集装置废热	燃烧后捕集装置	主体电厂	CND (*2)	N	(*5)	(*5)									
56	供应（索引 55）和返回（索引 56）	主体电厂	燃烧后捕集装置	CND (*2)	N											
110	冷却水供应	主体电厂冷却水系统	冷却水发生	CW	N	(*8)	(*7)		(*6)		(*6)					
111	冷却水返回	冷却水发生	主体电厂冷却水系统	CW	N											
总计																

注）

(*1) 有关介质流的位置，请参见图 1 和 5，并根据实际情况进行选择。

(*2) 索引的定义和缩写如下。

P_{CW}：冷却水泵的功耗，Φ_{CW}：燃烧后 CO_2 捕集装置的总冷却热负荷，T_{CWin}：冷却水进水温度，P_{CWin}：供应侧冷却水压力，T_{CWout}：冷却水回水温度，P_{CWout}：回流侧冷却水压力，C_{pmean}：回流侧冷却水压力， C_{PCW}：冷却水比热，ρ_{CW}：冷却水密度，F_{CW}：冷却水流量，η_P：冷却水泵效率，η_M：冷却水泵电机效率，CND：冷凝水

(*3) 假设

(*4) P_{CW} 作为冷却水泵功耗的假设值进行评估，作为直流冷却水，且应从计算中扣除翅片式空气冷却器的实际功耗。如果无法进行上述算，则该索引的 P_{CW} 和 Φ_{CW} 均不计入总数。

(*5) 本数值可用于表 F7 的第 9 项，以考虑与燃烧后捕集装置集成的热源的影响，不计入本表的总数中。

(*6) 燃烧后捕集装置边界所需的额外冷却水压力

(*7) 计算冷却水泵的功耗时，应从总数中减去该列的值。

(*8) 如果需要附加泵提供供水和回水，则需加上其耗电量。

表 F6　吸收剂和化学品消耗边界条件

索引（*1）	类别	项目	试验浓度	正常（N）或间歇式（I）运行使用	试验条件下（*3）燃烧后捕集装置运行时的流量（kg/h）				
			[wt%]		急冷器（预洗涤器）	附加预处理	二氧化碳回收	二氧化碳压缩	公用工程系统
18	化学品（kg/h）	吸收剂/添加剂		N					
48D		除泡剂		I					
48		化学品（填写所用化学品的相应栏。以下为典型项）							
48D		烧碱		N					
		烧碱		I					
48D		硫酸		I					
48D		三甘醇（脱水剂）		I					
48D（*2）		（*2）		I					

注）

(*1) 请参见图 2。

(*2) 如果需要额外的化学品，根据回复视情况增加额外的栏。
用于废水和废物处理的化学品可以放在废水规范之后，并规定废水成分的规定或要求限值。

(*3) 试验或测量期间的平均值。

表 F7 配备大型凝汽式汽轮机的电厂相关 KPI 计算程序示例

序号	测量/计算项（与参考条件发生偏差的原因）（*1）	燃烧后捕集装置运行时的项目条件/无燃烧后捕集装置（参考电厂）（2 个案例）		单位	电厂参考值	试验值	对电厂参考条件进行校正	
							热输入	功率输出
基本性能评估中的附加校正系数（*5）（*9）								
1	主体电厂的工艺蒸汽（运行）	流量（热流出）		kg/s			ω_1	Δ_1
		压力		kPa				
		温度		℃				
2	运行中的燃烧后捕集装置的工艺蒸汽（运行）	流量（热流出）		kg/s				
		压力		kPa				
		温度		℃				
3	每台发电机的功率因数（运行）	燃气轮机		-			ω_2	Δ_2
		汽轮机		-				
4	蒸汽发生器排污（运行）	锅炉		%			ω_3	Δ_3
		余热锅炉（高压）		%				
		余热锅炉（低压）		%				
5	补给水（运行）	温度		℃			ω_4	Δ_4
		流量（补给或过量）		kg/s				
6	主发电厂的工艺冷凝水（外部）	辅助热输入温度		℃				
		压力		kPa				
7	来自运行中的燃烧后捕集装置的工艺冷凝水（外部）	流量		kg/s				
		压力		kPa				
8	工艺冷凝水回流比（外部）			%				
9	从燃烧后捕集装置至主发电厂的废热（辅助热输入）（运行）			kJ/s				
10	环境空气温度（外部）			℃			ω_{5A}	Δ_{5A}
11	冷却水进口温度（外部）			℃			ω_{5B}	Δ_{5B}
12	测量的厂用电（$P_{meas,\,Aux}$）作为平均值= $P_{meas,\,Aux\,PP} + P_{PCC}$（*6）（运行）	对于电厂（*7）（$P_{meas,\,Aux\,PP}$）		kW			ω_6	Δ_6
		对于燃烧后捕集装置（P_{PCC}），减去表 F3 中的冷却水泵功耗		kW				
13	凝汽器压力（外部）			kPa			ω_{SC}	Δ_{SC}
14	如果目标是预定功率或与要求值略有不同的运行沉积值（若进行规定的沉积试验），则测量功率不同于规定值			kW			ω_7	Δ_7
基本性能评估中的乘法校正系数（*4）（*8）								
15	进口温度，包括燃料和空气温度（外部）			℃			β_1	α_1
16	环境空气压力（外部）			kPa			β_2	α_2
17	环境相对湿度（外部）			%			β_3	α_3
18	燃料供应温度（对于燃机联合循环）（外部）			℃			β_4	α_4
19	燃煤最终分析和吸收剂（*11）分析（外部）	成分（wt%）（碳、硫、氢、水分、氮、氧、灰分）、高热值（kJ/kg）		wt% kJ/kg			β_4	α_5
通过锅炉能量平衡进行燃料计算或燃料效率获得的输入能量								结果
20	能量平均方法	损失（QrL）	进入的质量流传递的能量（不包括燃料燃烧能量）加上辅助设备的化学反应放热和动力能量（*2）的净和（kW）					
21		来热量（QrB）	从离开的质量流抽取的能量（不包括外部蒸汽输出）加上发生的吸热化学反应和传递到环境的对流热（*3）的净和（kW）					
22		能量输出（QrO）（*9）	=①+②+③−④−⑤+⑥−⑦−⑧（锅炉周围的典型情况）					
23		一次蒸汽（输出）	流量（kg/s）	焓（kJ/kg）			能量（kW）①	
24		辅助蒸汽（输出）	流量（kg/s）	焓（kJ/kg）			能量（kW）②	
25		排污（输出）	流量（kg/s）	焓（kJ/kg）			能量（kW）③	
26		给水（输入）	流量（kg/s）	焓（kJ/kg）			能量（kW）④	
27		循环泵注入水（输入）	流量（kg/s）	焓（kJ/kg）			能量（kW）⑤	
28		热段再热蒸汽（输出）	流量（kg/s）	焓（kJ/kg）			能量（kW）⑥	
29		用于热段再热蒸汽的减温水（输入）	流量（kg/s）	焓（kJ/kg）			能量（kW）⑦	
30		冷段再热蒸汽（输入）	流量（kg/s）	焓（kJ/kg）			能量（kW）⑧	
31		燃料中的输入能量（QrF）（*10）=QrO+QrL-QrB（QrF）通常可通过热平衡计算获得。					能量（kW）	
32		燃料效率（%）=100x（Q100-QpL-QpB，式中 QpL=100x（QrL/QrF）%及 QpB =100x（QrB/QrF）%					%	
33	燃料计算方法	HHV：按恒压校正的燃料高热值⇒使用第 19 项计算低热值					kJ/kg	
34		QrF_{mes} = q_m x HHV，式中 q_m（kg/s）是燃料燃烧率					kW	
热耗率计算和分析							单位	结果
35	测量的总功率（$P_{g,meas}$） $P_{g,meas} = \sum_{N=1}^{k} P_{meas,generator}$ （N=单台发电机，k=发电机总数）						kW	
36	测量的电厂净功率（P_{meas}）$P_{maes} = P_{g,meas} - P_{meas,Aux} - P_{transformer\ loss} - P_{line\ loss}$						kW	
37	校正后的净功率（P_{corr}） $P_{corr} = (\Delta_{meas} + \sum_{k=1}^{z} \Delta_k) \prod_{j=1}^{5} \beta_j$						kW	
38	热输入（Q_{meas}）Q_{meas} =[（HHV）x（q_m）]$_{fuel}$ 或 =（QrO ）x（燃料效率）/100（*5）						kW	
39	校正后的热输入（Q_{corr}） $Q_{corr} = (Q_{meas} + \sum_{k=1}^{z} \omega_k) \prod_{j=1}^{5} \alpha_j$						kW	
40	热耗率（HR_{meas}）$HR_{meas} = Q_{meas} / P_{meas}$						kJ/kWh	
41	校正后的热耗率（HR_{corr}）$HR_{corr} = Q_{corr} / P_{corr}$						kJ/kWh	
42	功率减去蒸汽循环的抽汽（P_{LGP}）	$P_{LGP} = [P_{g,meas}]_{without\ PCC\ operation} - [P_{g,meas}]_{with\ PCC\ operation}$					kW	
43	[捕集的二氧化碳]$_{PCC\ 运行}$=（$q_{m\ CO2}$）						t/h	
44	燃料比排放（FSE）= 44/12x（□/100）x（1/LHV_{fuel}）见公式（D-4）						kg/kJ	
45	单位等效电能消耗（SEEC） =（$P_{LGP} + P_{PCC}$）/（ $q_{m\ CO2}$）						kWh/t	
46	来自参考电厂的二氧化碳排放（$q_{m\ CO2e,ref}$）=（3,6）x[Q_{corr}]$_{PCC\ 不运行}$/（HHV）x（FSE）x（LHV）/（HHV）						t/h	
47	来自带有燃烧后捕集装置的电厂的二氧化碳排放（ $q_{m\ CO2e,cap}$）=（3,6）x[Q_{corr}]$_{with\ PCC\ operation}$/（HHV）x（FSE）x（LHV）/						t/h	

	（*HHV*）- $q_{m\,CO2}$		
48	二氧化碳排放比减少量（*SRCE*）= $q_{m\,CO2e,ref}/[Pcorr]_{PCC\ 不运行}$ - $qm_{CO2e,cap}/[Pcorr]_{PCC\ 运行}$	t/MWh	

注）

(*1) 运行条件（=运行）或不可控的外部条件（=外部）需要校正，需要时应添加栏。

(*2) 冷却水、干烟气、燃烧燃料产生的水、气体燃料中的水蒸气、空气中的水分等。请参见 ASME PTC 4-2013。

(*3) 考虑夹带干空气、进口空气中的水分、燃料中的显热、硫酸化、辅助设备功率等。参见 ASME PTC 4-2013。

(*4) 有些项目很重要，其他项目可以根据情况忽略。不要在热输入和功率输出之间进行双重校正。

(*5) 如果不能直接测量燃料流量，可以根据 QrO 和锅炉燃料效率计算 Q_{meas}。

(*6) 对于间歇运行的设备，平均时段应至少涵盖其前三个运行周期。

(*7) 其可能包括 AQCS、发电厂的材料/废物处理。公用工程系统、因加强现有烟气脱硫或增加燃烧后捕集装置的烟气脱硫而增加的电力消耗、用于燃烧后捕集装置冷却水供应的电力减少量（如果有）应包含在此类别中。

(*8) Ω_n，Δ_n，α_n 和 β_n 对每个校正参数的依赖性应针对每个项目制定。 参见 ASME PTC-46 -1996。

(*9) 在锅炉边界内未被回收的工作流体吸收的能量

(*10) 燃料完全燃烧时的最大可用能量。

(*11) 发电厂侧使用的吸收剂。

参考文献

[1] 汽轮机热验收试验规则。第 1 部分：方法 A——大型凝汽式汽轮机的高精度

[2] 汽轮机热验收试验规则。第 2 部分：方法 B——各种类型和尺寸的涡轮机的大范围精度

[3] 汽轮机热验收试验规则。第 3 部分：改装汽轮机的热性能验证试验

[4] ASME PTC 4-2013，燃烧式蒸汽发生器

[5] ASME PTC 6-2004，汽轮机

[6] ASME PTC 19.1，试验不确定度

[7] ASME PTC 19.2-2010，压力测量

[8] ASME PTC 19.3，温度测量仪器和仪表

[9] ASME PTC 19.5-2004，流量测量

[10] ANSI/IEEE 120-1989，电力电路电气测量主试验指南

[11] IEC 61869-2:2012，互感器 - 第 2 部分：电流互感器的附加要求

[12] IEC 61869-3:2011，互感器 - 第 3 部分：感应式电压互感器的附加要求

[13] IEC 61869-4:2013，仪用互感器 - 第 4 部分：组合互感器的附加要求

[14] IEC 61869-5:2011，仪用互感器 - 第 5 部分：对电容式电压互感器的附加要求

[15] IEC 60044-7:1999，仪用互感器 - 第 7 部分：电子电压互感器

[16] IEC 60044-8:2002，仪用互感器 - 第 8 部分：电子式电流互感器

[17] JIS K 0114:2012，气相色谱通用规则

[18] ISO/TR 15377:2007，通过压差装置测量流体流量——超出 ISO 5167 范围的孔板、喷嘴和文丘里管的规范指南

[19] ISO/IEC Guide 99:2007，国际计量词汇——基本和一般概念及相关术语（VIM）

[20] ISO/TR 9464:2008，ISO 5167:2003 使用指南

[21] ISO 3966:2008，闭式回路中流体流量的测量——使用皮托管静力管的速度面积法

[22] ISO/IEC 17025:2005，检测和校准实验室能力的一般要求

[23] BS 1041，温度测量规范

[24] ISO 17089-1:2010，闭式回路中流体流量的测量 - 气体超声波仪表 - 第 1 部分：贸易交接和分配测量仪表

[25] ISO 17089-2:2012，闭式回路中流体流量的测量 - 气体超声波仪表 - 第 2 部分：工业应用仪表

[26] ISO 10396:2007，固定源排放——用于自动确定永久安装监测系统的气体排放浓度的取样

[27] ISO 12039:2001，固定源排放——一氧化碳、CO_2 和氧气的测定——自动测量系统的性能特性和校准

[28] ISO 17179:2016，固定源排放——烟气中氨质量浓度的测定—自动测量系统的性能特性

[29] ISO 10849:1996，固定源排放——氮氧化物质量浓度的测定—自动测量系统的性能特性

[30] ISO 13443:1996，天然气——标准参考条件

[31] ISO 2186:2007，闭式回路中的流体流动——一次元件和二次元件之间压力信号传输的连接

[32] ISO 12242:2012，闭式回路中流体流量的测量——液体的超声波传输时间计

[33] ISO 14164:1999，固定源排放——管道中气体流体积流量的测定——自动化方法

[34] ISO 9951:1993，闭式回路中气体流量的测量——涡轮流量计

[35] ISO/IEC 指南 98-1:2009，测量不确定度——第 1 部分：测量不确定度的表达介绍

[36]ISO/IEC 指南 98-3:2008，测量不确定度——第 3 部分：测量不确定度表达指南（GUM:1995）

[37] ASME PTC 46，装置整体性能

[38] 颁布的试验方法 1，固定源的样品和速度遍历

[39] EPA CFR 发布的试验方法 2，烟囱气体速度和体积流量的测定（S 型皮托管）

[40] EPA CFR 发布的试验方法 3A，测定固定源排放物中的氧气和 CO_2 浓度（仪器分析仪程序）

[41] EPA CFR 发布的试验方法 3B，用于确定排放率修正系数或过量空气的气体分析

[42] EPA CFR 发布的试验方法 4，烟囱烟气中水分含量的测定

[43] ASME MFC-6M-2013，使用涡街流量计测量管道中的流体流量

[44] JIS B 7986:2006，烟气中 CO_2 连续分析仪

[45] IPCC 第五次评估综合报告，决策者摘要，2014 年 11 月

[46] 关于 CO_2 捕集和封存的 IPCC 专题报告，IPCC，2005

[47] BS 7405:1991，用于测量闭式回路中流体流量的流量计的选择和应用指南

[48] ASTM E2744-16，热分析仪压力校准的标准试验方法

[49] EN 1911:2010，固定源排放 - 以 HCl 表示的气态氯化物质量浓度的测定 - 标准参考方法

[50] ISO 7935:1992，空气质量表征。固定源排放。二氧化硫质量浓度的测定。自动测量方法的性能特征。

[51] ISO 15713:2006，固定源排放 - 气态氟化物含量的取样和测定。

[52] ISO 1213-1:1993，固体矿物燃料——词汇——第 1 部分：与选煤有关的术语

[53] ISO 10795:2011，空间系统——项目管理和质量——词汇

[54] ISO 25597:2013，固定源排放——使用旋风取样器和样品稀释测定烟气中 PM2，5 和 PM10 质量的试验方法

[55] ISO/TR 16344:2012，建筑能源性能——整体能源性能评级和认证的通用术语、定义和符号

[56] SPECCA 可能引用自“IEAGHG，燃气发电厂的 CO_2 捕集，2012-08，2012 年 7 月，第 142 页”。

[57] ISO/TR 27912:2016，CO_2 捕集——CO_2 捕集系统、技术和过程

[58] ISO/DIS 27917，CO_2 捕集、运输和地质储存 - 词汇 - 跨领域术语

[59] ISO 5167-1:2003，通过插入圆形横截面管道中的压差装置测量流体流量——第 1 部分：一般原则和要求

[60] ISO 5167-2:2003，通过插入圆形横截面管道中的压差装置测量流体流量——第 2 部分：孔板

[61] ISO 5167-3:2003，通过插入圆形横截面管道中的压差装置测量流体流量——第 3 部分：喷嘴和文丘里喷嘴

[62] ISO 5167-4:2003，通过插入圆形横截面管道中的压差装置测量流体流量——第 4 部分：文丘里管

[63] ISO 5167-5:2016，通过插入圆形横截面管道中的压差装置测量流体流量——第 5 部分：锥形流量计

[64] ISO 10780:1994，固定源排放——管道中烟气流速度和体积流量的测量

[65] ISO 6974-1:2012，天然气——用气相色谱法测定成分和相关不确定度——第 1 部分：一般指南和成分计算

[66] GB/T 27894.1-2020 天然气 用气相色谱法测定组成和计算相关不确定度 第 1 部分:总导则和组成计算

[67] ISO 6974-2:2012，天然气——用气相色谱法测定成分和相关不确定度——第 2 部分：不确定度计算

[68] ISO 6974-3:2000，天然气——通过气相色谱法测定具有确定不确定性的成分——第 3 部分：使用两个填充柱测定氢、氦、氧、氮、CO_2 和最高 C8 的碳氢化合物

[69] ISO 6974-4:2000，天然气——通过气相色谱法测定具有确定不确定性的成分——第 4 部分：用两柱测定实验室和在线测量系统用的氮、CO_2 和 C1 至 C5 和 C6+ 烃

[70] ISO 6974-5:2014，天然气——通过气相色谱法测定成分和相关不确定度——第 5 部分：用于氮、CO_2、C1 至 C5 烃和 C6+ 烃的等温方法

[71] ISO 6974-6:2002，天然气——通过气相色谱法测定具有确定不确定性的成分——第 6 部分：使用三根毛细管柱测定氢、氦、氧、氮、CO_2 和 C1 至 C8 碳氢化合物

[72] ISO 5168:2005，流体流量的测量——不确定性评估程序

[73] ISO 6327:1981，气体分析——天然气水露点的测定——冷却表面冷凝湿度计

[74] ISO 27913 CO_2 捕集、运输和地质储存——管道输送系统