

附件 2

企业温室气体排放核算方法与 报告指南 发电设施

(征求意见稿)

目录

1 适用范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 工作程序和内容	3
5 核算边界和排放源确定	5
6 化石燃料燃烧排放核算要求	6
7 购入电力排放核算要求	9
8 排放量计算	9
9 生产数据核算要求	10
10 数据质量控制计划	11
11 数据质量管理要求	13
12 定期报告要求	14
13 月度信息化存证支撑材料要求	14
14 信息公开要求	15
附录 A 常用化石燃料相关参数缺省值	16
附录 B 数据质量控制计划要求	17
附录 C 报告内容及格式要求	20
附录 D 温室气体重点排放单位信息公开表	29
附录 E 其他报告项相关参数计算方法	31

企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施

1 适用范围

本指南规定了发电设施的温室气体排放核算边界和排放源、化石燃料燃烧排放核算要求、购入电力排放核算要求、排放量计算、生产数据核算要求、数据质量控制计划、数据质量管理要求、定期报告要求和信息公开要求等。

本指南适用于纳入全国碳排放权交易市场的发电行业重点排放单位（含自备电厂）使用燃煤、燃油、燃气等化石燃料及掺烧化石燃料的纯凝发电机组和热电联产机组等发电设施的温室气体排放核算。其他未纳入全国碳排放权交易市场的企业发电设施温室气体排放核算可参照本指南。

本指南不适用于单一使用非化石燃料（如纯垃圾焚烧发电、沼气发电、秸秆林木质等纯生物质发电机组，余热、余压、余气发电机组和垃圾填埋气发电机组等）发电设施的温室气体排放核算。

2 规范性引用文件

本指南内容引用了下列文件或其中的条款。凡是不注明日期的引用文件，其有效版本适用于本指南。

GB/T 211 煤中全水分的测定方法

GB/T 212 煤的工业分析方法

GB/T 213 煤的发热量测定方法

GB/T 214 煤中全硫的测定方法

GB/T 474 煤样的制备方法

GB/T 475 商品煤样人工采取方法

GB/T 476 煤中碳和氢的测定方法

GB/T 483 煤炭分析试验方法一般规定

GB/T 2589 综合能耗计算通则

GB/T 4754 国民经济行业分类

GB/T 8984 气体中一氧化碳、二氧化碳和碳氢化合物的测定 气相色谱法

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 13610 天然气的组成分析 气相色谱法

GB 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则

GB/T 19494.1 煤炭机械化采样 第1部分：采样方法

GB/T 19494.2 煤炭机械化采样 第2部分：煤样的制备

GB/T 19494.3 煤炭机械化采样 第3部分：精密度测定和偏倚试验

GB 21258 常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额

GB/T 21369 火力发电企业能源计量器具配备和管理要求

GB/T 25214 煤中全硫测定 红外光谱法

GB/T 27025 检测和校准实验室能力的通用要求
GB/T 30727 固体生物质燃料发热量测定方法
GB/T 30732 煤的工业分析方法 仪器法
GB/T 30733 煤中碳氢氮的测定 仪器法
GB/T 31391 煤的元素分析
GB/T 32150 工业企业温室气体排放核算和报告通则
GB/T 32151.1 温室气体排放核算与报告要求 第1部分：发电企业
GB 35574 热电联产单位产品能源消耗限额
GB/T 35985 煤炭分析结果基的换算
DL/T 567.8 火力发电厂燃料试验方法 第8部分：燃油发热量的测定
DL/T 568 燃料元素的快速分析方法
DL/T 904 火力发电厂技术经济指标计算方法
DL/T 1030 煤的工业分析 自动仪器法
DL/T 1365 名词术语电力节能
DL/T 2029 煤中全水分测定 自动仪器法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本指南。

3.1

温室气体 greenhouse gas

大气中吸收和重新放出红外辐射的自然和人为的气态成分，包括二氧化碳（CO₂）、甲烷（CH₄）、氧化亚氮（N₂O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF₆）和三氟化氮（NF₃）等。本指南中的温室气体为二氧化碳（CO₂）。

3.2

温室气体重点排放单位 key emitting entity of greenhouse gas

全国碳排放权交易市场覆盖行业内年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量的温室气体排放单位，简称重点排放单位。

3.3

发电设施 power generation facilities

存在于某一地理边界、属于某一组织单元或生产过程的电力生产装置集合。

3.4

化石燃料燃烧排放 emission from fossil fuel combustion

化石燃料在氧化燃烧过程中产生的二氧化碳排放。

3.5

购入电力排放 emission from purchased electricity

购入使用电量所对应的电力生产环节产生的二氧化碳排放。

3.6

活动数据 activity data

导致温室气体排放的生产或消费活动量的表征值，例如各种化石燃料消耗量、购入使用电量等。

3.7

排放因子 emission factor

表征单位生产或消费活动量的温室气体排放系数，例如每单位化石燃料燃烧所产生的二氧化碳排放量、每单位购入使用电量所对应的二氧化碳排放量等。

3.8

低位发热量 low calorific value

燃料完全燃烧，其燃烧产物中的水蒸汽以气态存在时的发热量，也称低位热值。

3.9

碳氧化率 carbon oxidation rate

燃料中的碳在燃烧过程中被完全氧化的百分比。

3.10

负荷（出力）系数 load (output) coefficient

统计期内，单元机组总输出功率平均值与机组额定功率之比，即机组利用小时数与运行小时数之比，也称负荷率。

3.11

热电联产机组 combined heat and power generation unit

同时向用户供给电能和热能的生产方式。本指南所指热电联产机组指具备发电能力同时有对外供热量产生的发电机组。

3.12

纯凝发电机组 condensing power generation unit

蒸汽进入汽轮发电机组的汽轮机，通过其中各级叶片做功后，乏汽全部进入凝结器凝结为水的生产方式。本指南是指企业核准批复或备案文件中明确为纯凝发电机组，并且仅对外供电的发电机组。

3.13

母管制系统 common header system

将多台过热蒸汽参数相同的机组分别用公用管道将过热蒸汽连在一起的发电系统。

4 工作程序和内容

发电设施温室气体排放核算和报告工作内容包括核算边界和排放源确定、数据质量控制计划编制、化石燃料燃烧排放核算、购入电力排放核算、排放量计算、生产数据信息获取、定期报告、信息化存证、信息公开和数据质量管理的相关要求。工作程序见图1。

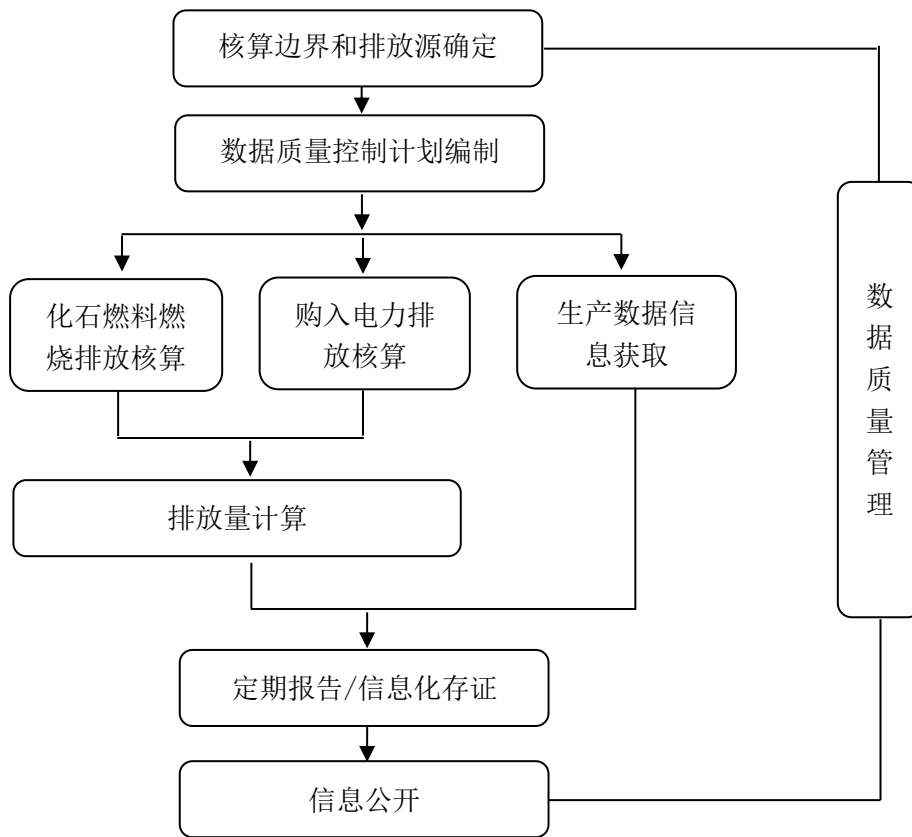


图1 工作程序

a) 核算边界和排放源确定

确定重点排放单位核算边界，识别纳入边界的排放设施和排放源。排放报告应包括核算边界所包含的装置、所对应的地理边界、组织单元和生产过程。

b) 数据质量控制计划编制

按照各类数据测量和获取要求编制数据质量控制计划，并按照数据质量控制计划实施温室气体的测量活动。

c) 化石燃料燃烧排放核算

收集活动数据、确定排放因子，计算发电设施化石燃料燃烧排放量。

d) 购入电力排放核算

收集活动数据、确定排放因子，计算发电设施购入使用电量所对应的排放量。

e) 排放量计算

汇总计算发电设施二氧化碳排放量。

f) 生产数据信息获取

获取和计算发电量、供热量、运行小时数和负荷（出力）系数等生产数据和信息。

g) 定期报告

定期报告温室气体排放数据及相关生产信息。

h) 信息化存证

定期在报送平台存证必要的支撑材料。

i) 信息公开

定期公开温室气体排放报告相关信息，接受社会监督。

j) 数据质量管理

明确实施温室气体数据质量管理的一般要求。

5 核算边界和排放源确定

5.1 核算边界

核算边界为发电设施，主要包括燃烧系统、汽水系统、电气系统、控制系统和除尘及脱硫脱硝等装置的集合，不包括厂区内其他辅助生产系统以及附属生产系统。发电设施核算边界如图2中虚线框内所示。

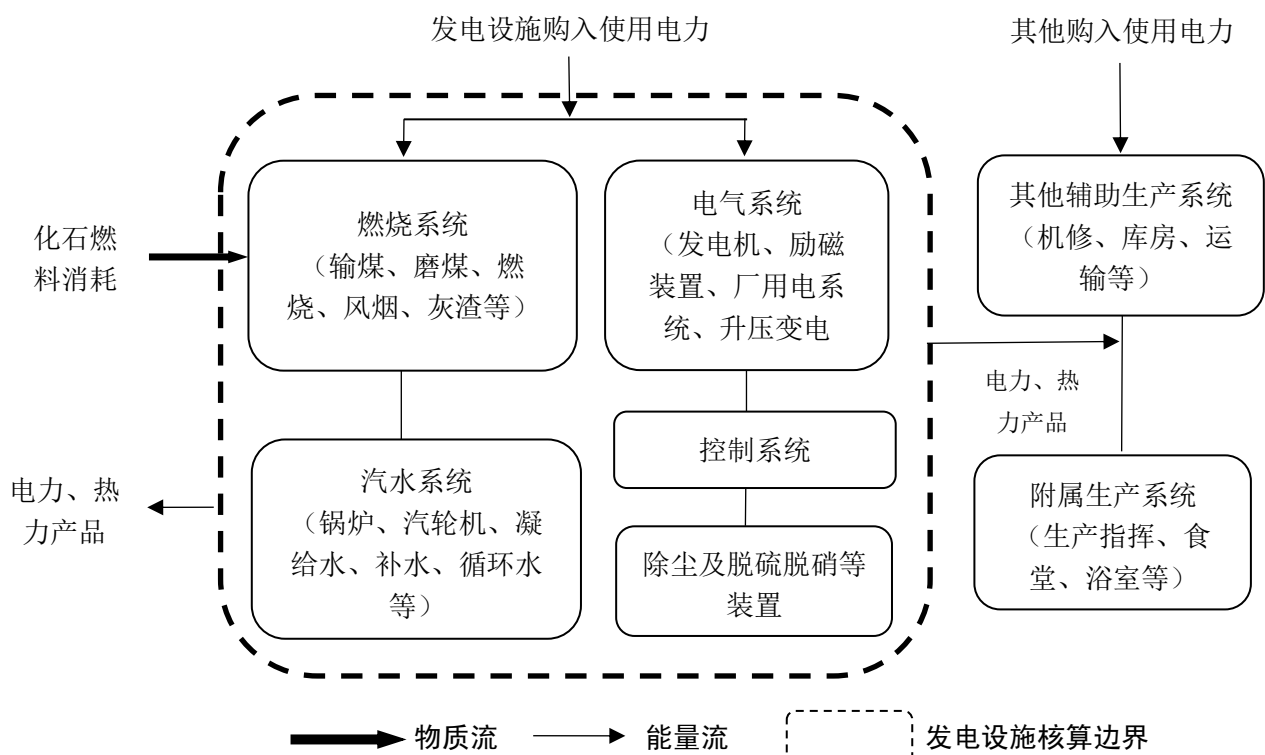


图2 核算边界示意图

5.2 排放源

发电设施温室气体排放核算和报告范围包括：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、购入使用电力产生的二氧化碳排放。

a) 化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放：一般包括发电锅炉（含启动锅炉）、燃气轮机等主要生产系统消耗的化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放，以及脱硫脱硝等装置使用化石燃料加热烟气的二氧化碳排放，不包括应急柴油发电机组、移动源、食堂等其他设施消耗化石燃料产生的排放。对于掺烧化石燃料的生物质发电机组、垃圾（含污泥）焚烧发电机组等产生的二氧化碳排放，仅统计燃料中化石燃料的二氧化碳排放，并应计算掺烧化石燃料热量年均占比。

b) 购入使用电力产生的二氧化碳排放。

6 化石燃料燃烧排放核算要求

6.1 计算公式

6.1.1 化石燃料燃烧排放量是统计期内发电设施各种化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的加和。对于开展元素碳实测的，采用公式（1）计算。

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_{i=1}^n (FC_i \times C_{ar,i} \times OF_i \times \frac{44}{12}) \quad (1)$$

式中： $E_{\text{燃烧}}$ — 化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 FC_i — 第*i*种化石燃料的消耗量，对固体或液体燃料，单位为吨（t）；对气体燃料，单位为万标准立方米（10⁴Nm³）；
 $C_{ar,i}$ — 第*i*种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体和液体燃料，单位为吨碳/吨（tC/t）；对气体燃料，单位为吨碳/万标准立方米（tC/10⁴Nm³）；
 OF_i — 第*i*种化石燃料的碳氧化率，以%表示；
 $44/12$ — 二氧化碳与碳的相对分子质量之比；
 i — 化石燃料种类代号。

6.1.2 对于开展燃煤元素碳实测的，其收到基元素碳含量采用公式（2）换算。

$$C_{ar} = C_{ad} \times \frac{100 - M_{ar}}{100 - M_{ad}} \quad \text{或} \quad C_{ar} = C_d \times \frac{100 - M_{ar}}{100} \quad (2)$$

式中： C_{ar} — 收到基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；
 C_{ad} — 空干基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；
 C_d — 干燥基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；
 M_{ar} — 收到基水分，采用企业每日测量值的月度加权平均值，以%表示；
 M_{ad} — 空干基水分，采用检测样品数值，以%表示。

6.1.3 对于未开展元素碳实测的或实测不符合指南要求的，其收到基元素碳含量采用公式（3）计算。

$$C_{ar,i} = NCV_{ar,i} \times CC_i \quad (3)$$

式中： $C_{ar,i}$ — 第*i*种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体和液体燃料，单位为吨碳/吨（tC/t）；对气体燃料，单位为吨碳/万标准立方米（tC/10⁴Nm³）；
 $NCV_{ar,i}$ — 第*i*种化石燃料的收到基低位发热量，对固体或液体燃料，单位为吉焦/吨（GJ/t）；对气体燃料，单位为吉焦/万标准立方米（GJ/10⁴Nm³）；
 CC_i — 第*i*种化石燃料的单位热值含碳量，单位为吨碳/吉焦（tC/GJ）；

6.1.4 对于掺烧生物质（含垃圾、污泥）的，其热量占比采用公式（4）计算。

$$P_{\text{biomass}} = \frac{FC_{b,j} \times NCV_{b,j}}{FC_i \times NCV_{ar,i} + FC_{b,j} \times NCV_{b,j}} \times 100\% \quad (4)$$

式中：

P_{biomass} — 机组的生物质掺烧热量占机组总燃料热量的比例，以%表示；
 FC_i — 第*i*种化石燃料的消耗量，对固体或液体燃料，单位为吨（t）；对气体燃料，单位为万标准立方米（10⁴Nm³）；
 $NCV_{ar,i}$ — 第*i*种化石燃料的低位发热量，对固体或液体燃料，单位为吉焦/吨（GJ/t）；对气体燃料，单位为吉焦/万标准立方米（GJ/10⁴Nm³）；
 $FC_{b,j}$ — 第*j*种生物质燃料的消耗量（干重），对固体或液体燃料，单位为吨（t）；对气体燃料，单位为万标准立方米（10⁴Nm³）；
 $NCV_{b,j}$ — 第*j*种生物质燃料的低位发热量，对固体或液体燃料，单位为吉焦/吨（GJ/t）；对

气体燃料，单位为吉焦/万标准立方米（GJ/10⁴Nm³）；按照 GB/T 213、GB/T 30727 等标准进行检测，不具备检测条件的可采用供应商或可行性研究报告等文献中的数据。

6.2 数据的监测与获取

6.2.1 化石燃料消耗量的测定标准与优先序

6.2.1.1 化石燃料消耗量应根据重点排放单位用于生产所消耗的能源实际测量值来确定，能源消耗统计应符合 GB 21258 和 DL/T 904 的有关要求，不包括非生产使用的、基建和技改等项目建设的、副产品综合利用使用的消耗量。

6.2.1.2 依据 DL/T 904 中 9.4.1 的要求，下列非生产用标准煤量应扣除：

- a) 新设备或大修后设备的烘炉、暖机、空载运行的燃料；
- b) 新设备在未移交生产前的带负荷试运行期间耗用的燃料；
- c) 计划大修以及基建、技改工程施工用的燃料；
- d) 发电机做调相运行时耗用的燃料；
- e) 厂外运输用自备机车、船舶等耗用的燃料；
- f) 非生产用燃料。

6.2.1.3 燃煤消耗量应优先采用经校验合格后的皮带秤或耐压式计量给煤机的入炉煤测量结果，采用生产系统记录的计量数据。皮带秤须皮带秤实煤或循环链码校验每季度一次，或至少每季度对皮带秤进行实煤计量比对。不具备入炉煤测量条件的，根据每日或每批次入厂煤盘存测量数值统计，采用购销存台账中的消耗量数据。燃油、燃气消耗量应至少每月测量。

6.2.1.4 测量仪器的标准应符合 GB 17167 的相关规定。轨道衡、皮带秤、汽车衡等计量器具的准确度等级应符合 GB/T 21369 的相关规定，并确保在有效的检验周期内。

6.2.2 元素碳含量的测定标准与频次

6.2.2.1 燃煤元素碳含量等相关参数的测定采用表 1 中所列的方法标准。

表 1 燃煤相关项目/参数的检测方法标准

序号	项目/参数		标准名称	标准编号
1	采样	人工采样	商品煤样人工采取方法	GB/T 475
		机械采样	煤炭机械化采样 第 1 部分：采样方法	GB/T 19494.1
2	制样	人工制样	煤样的制备方法	GB/T 474
		机械制样	煤炭机械化采样 第 2 部分：煤样的制备	GB/T 19494.2
3	化验	全水分	煤中全水分的测定方法	GB/T 211
			煤中全水分测定 自动仪器法	DL/T 2029
		水分、灰分、挥发分	煤的工业分析方法	GB/T 212
			煤的工业分析方法 仪器法	GB/T 30732
			煤的工业分析 自动仪器法	DL/T 1030
		发热量 ^a	煤的发热量测定方法	GB/T 213
		全硫	煤中全硫的测定方法	GB/T 214
			煤中全硫测定 红外光谱法	GB/T 25214
		碳	煤中碳和氢的测定方法	GB/T 476
			煤中碳氢氮的测定 仪器法	GB/T 30733
燃料元素的快速分析方法	DL/T 568			
煤的元素分析	GB/T 31391			

序号	项目/参数	标准名称	标准编号
4	基准换算	/	煤炭分析试验方法的一般规定
		/	煤炭分析结果基的换算
注： ^a 应优先采用恒容低位发热量，并在各统计期保持一致。			

6.2.2.2 燃煤元素碳含量可采用以下方式之一获取，并确保采样、制样、化验和换算符合表 1 所列的方法标准：

a) 每日检测。采用每日入炉煤或入厂煤检测数据加权计算得到月度平均收到基元素碳含量，权重为每日入炉煤或入厂煤消耗量；

b) 每批次检测。采用每月各批次入厂煤检测数据加权计算得到入厂煤月度平均收到基元素碳含量，权重为每批次入厂煤接收量；

c) 每月缩分样检测。每日采集入炉煤或入厂煤样品，每月将获得的日样品合并混合，用于检测其元素碳含量。合并混合前，每日样品的质量应正比于该日原煤量的质量且基准保持一致，使合并后的月度混合样相关参数值为每日相关参数的加权平均值。

6.2.2.3 燃煤元素碳含量应于每次样品采集之后 40 个自然日内完成该样品检测并出具报告，且报告应同时包括样品的元素碳含量、低位发热量、氢含量、全硫、水分等参数的检测结果。此报告中的低位发热量测试结果不用于元素碳含量参数计算，仅用于数据可靠性的对比分析和验证。

6.2.2.4 燃煤元素碳含量检测报告应由通过 CMA 认定或 CNAS 认可、且认可项包括元素碳含量的检测机构/实验室出具，检测报告应盖有 CMA 资质认定标志或 CNAS 认可标识章。

6.2.2.5 如果报告值为干燥基或空气干燥基分析结果，应采用表 1 所列的方法标准转换为收到基元素碳含量。重点排放单位应保存不同基转换涉及水分等数据的可信原始记录。

6.2.2.6 燃油、燃气的元素碳含量至少每月检测，可自行检测、委托检测或由供应商提供。对于天然气等气体燃料，元素碳含量的测定应遵循 GB/T 13610 和 GB/T 8984 等相关标准，根据每种气体组分的体积浓度及该组分化学分子式中碳原子的数目计算元素碳含量。如果某月有多于一次的元素碳含量实测数据，宜取算术平均值计算该月数值。

6.2.3 低位发热量的测定标准与频次

6.2.3.1 燃煤低位发热量的测定采用表 1 中所列的方法标准。重点排放单位可自行检测或委托外部有资质的检测机构/实验室进行检测。

6.2.3.2 燃煤收到基低位发热量的测定应与燃煤消耗量数据获取状态（均为入炉煤或入厂煤）一致。应优先采用每日入炉煤检测数值，不具备入炉煤检测条件的，可采用每日或每批次入厂煤检测数值。已有入炉煤检测设备设施的重点排放单位，一般不应改用入厂煤检测结果。

6.2.3.3 燃煤的年度平均收到基低位发热量由月度平均收到基低位发热量加权平均计算得到，其权重是燃煤月消耗量。入炉煤月度平均收到基低位发热量由每日所耗燃煤的收到基低位发热量加权平均计算得到，其权重是每日入炉煤消耗量。入厂煤月度平均收到基低位发热量由每批次平均收到基低位发热量加权平均计算得到，其权重是该月每批次入厂煤接收量。当某日或某批次燃煤收到基低位发热量无实测时，或测定方法均不符合表 1 要求时，该日或该批次的燃煤收到基低位发热量应取 26.7 GJ/t。

6.2.3.4 燃油、燃气的低位发热量应至少每月检测，可自行检测、委托检测或由供应商提供，遵循 DL/T 567.8、GB/T 13610 或 GB/T 11062 等相关标准。检测天然气低位发热量的压力和温度依据 DL/T 1365 采用 101.325kPa、20℃的燃烧和计量参比条件，或参照 GB/T 11062 中的换算系数计算。

燃油、燃气的年度平均低位发热量由每月平均低位发热量加权平均计算得到，其权重为每月燃油、燃气消耗量。无实测时采用本指南附录 A 表 A.1 规定的各燃料品种对应的缺省值。

6.2.4 单位热值含碳量的取值

6.2.4.1 燃煤未开展元素碳实测或实测不符合 6.2.2 要求的，单位热值含碳量取 0.03085tC/GJ（不含非常规燃煤机组）。未开展元素碳实测的非常规燃煤机组，单位热值含碳量取 0.02858 tC/GJ。

6.2.4.2 燃油、燃气的单位热值含碳量采用本指南附录 A 表 A.1 规定的各燃料品种对应的缺省值。

6.2.5 碳氧化率的取值

6.2.5.1 燃煤的碳氧化率取 99%。

6.2.5.2 燃油和燃气的碳氧化率采用附录 A 表 A.1 中各燃料品种对应的缺省值。

7 购入电力排放核算要求

7.1 计算公式

对于购入使用电力产生的二氧化碳排放，用购入使用电量乘以电网排放因子得出，采用公式（5）计算。

$$E_{电} = AD_{电} \times EF_{电} \quad (5)$$

式中： $E_{电}$ — 购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 $AD_{电}$ — 购入使用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 $EF_{电}$ — 电网排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（tCO₂/MW·h）。

7.2 数据的监测与获取优先序

7.2.1 购入使用电力的活动数据按以下优先序获取：

- a) 根据电表记录的读数统计；
- b) 供应商提供的电费结算凭证上的数据。

7.2.2 电网排放因子采用 0.5810 tCO₂/MW·h，或根据生态环境部发布的最新数值适时更新。

8 排放量计算

发电设施二氧化碳年度排放量等于当年各月排放量之和。各月二氧化碳排放量等于各月度化石燃料燃烧排放量和购入使用电力产生的排放量之和，采用公式（6）计算。

$$E = E_{燃烧} + E_{电} \quad (6)$$

式中： E — 发电设施二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 $E_{燃烧}$ — 化石燃料燃烧排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 $E_{电}$ — 购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）。

9 生产数据核算要求

9.1 发电量

发电量是指统计期内从发电机端输出的总电量，采用计量数据。

9.2 供热量

9.2.1 计算公式

供热量为锅炉不经汽轮机直供蒸汽热量、汽轮机直接供热量与汽轮机间接供热量之和，不含烟气余热利用供热。采用公式（7）和（8）计算。其中 Q_{zg} 和 Q_{jg} 计算方法参考 DL/T 904 中相关要求。

$$Q_{gr} = \Sigma Q_{gl} + \Sigma Q_{jz} \quad (7)$$

$$\Sigma Q_{jz} = \Sigma Q_{zg} + \Sigma Q_{jg} \quad (8)$$

式中： Q_{gr} — 供热量，单位为吉焦（GJ）；
 ΣQ_{gl} — 锅炉不经汽轮机直接或经减温减压后向用户提供热量的直供蒸汽热量之和，单位为吉焦（GJ）；
 ΣQ_{jz} — 汽轮机向外供出的直接供热量和间接供热量之和，单位为吉焦（GJ）；
 ΣQ_{zg} — 由汽轮机直接或经减温减压后向用户提供的直接供热量之和，单位为吉焦（GJ）；
 ΣQ_{jg} — 通过热网加热器等设备加热供热介质后间接向用户提供热量的间接供热量之和，单位为吉焦（GJ）。

9.2.2 数据的监测与获取

9.2.2.1 对外供热是指向除发电设施汽水系统（除氧器、低压加热器、高压加热器等）之外的热用户供出的热量。

9.2.2.2 依据 DL/T 1635，供热量为供热计量点供出工质的焓减去返回工质的焓乘以相应流量。如果企业供热存在回水，计算供热量时应扣减回水热量。

9.2.2.3 蒸汽及热水温度、压力数据按以下优先序获取：

- a) 计量或控制系统的实际监测数据，宜采用月度算数平均值，或运行参数范围内经验值；
- b) 相关技术文件或运行规程规定的额定值。

9.2.2.4 供热量数据应每月进行计量并记录，年度值为每月数据累计之和，按以下优先序获取：

- a) 直接计量的热量数据；
- b) 结算凭证上的数据。

9.2.3 热量的单位换算

以质量单位计量的蒸汽可采用公式（9）转换为热量单位。

$$AD_{st} = Ma_{st} \times (En_{st} - 83.74) \times 10^{-3} \quad (9)$$

式中： AD_{st} — 蒸汽的热量，单位为吉焦（GJ）；
 Ma_{st} — 蒸汽的质量，单位为吨蒸汽（t）；
 En_{st} — 蒸汽所对应的温度、压力下每千克蒸汽的焓值，取值参考相关行业标准，单位为千焦/千克（kJ/kg）；
83.74 — 给水温度为 20℃ 时的焓值，单位为千焦/千克（kJ/kg）。

以质量单位计量的热水可采用公式（10）转换为热量单位。

$$AD_w = Ma_w \times (T_w - 20) \times 4.1868 \times 10^{-3} \quad (10)$$

式中： AD_w — 热水的热量，单位为吉焦（GJ）；
 Ma_w — 热水的质量，单位为吨（t）；
 T_w — 热水的温度，单位为摄氏度（℃）；
 20 — 常温下水的温度，单位为摄氏度（℃）；
 4.1868 — 水在常温常压下的比热，单位为千焦/(千克·摄氏度)（kJ/(kg·℃)）。

9.3 运行小时数和负荷（出力）系数

9.3.1 计算公式

运行小时数和负荷（出力）系数采用生产数据。合并填报时采用公式（11）和（12）计算。

$$t = \frac{\sum_i^n t_i \times P_{e_i}}{\sum_i^n P_{e_i}} \quad (11)$$

$$X = \frac{\sum_i^n W_{fdi}}{\sum_i^n P_{e_i} \times t_i} \quad (12)$$

式中： t — 运行小时数，单位为小时（h）；
 X — 负荷（出力）系数，以%表示；
 W_{fd} — 发电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 P_e — 机组容量，单位为兆瓦（MW），应以发电机实际额定功率为准，可采用排污许可证载明信息、机组运行规程、铭牌等进行确认；
 i — 机组代号。

9.3.2 数据的监测与获取

9.3.2.1 运行小时数和负荷（出力）系数按以下优先序获取：

- a) 企业生产系统数据；
- b) 企业统计报表数据。

9.3.2.2 多台机组合并填报，核算发电机组负荷（出力）系数时，不应将备用机组参与加权平均计算。可将备用机组和被调剂机组的运行小时数加和，作为一台机组计算。

10 数据质量控制计划

10.1 数据质量控制计划的内容

重点排放单位应按照本指南中各类数据监测与获取要求，结合现有测量能力和条件，制定数据质量控制计划，并按照附录 B 的格式要求进行填报。数据质量控制计划中所有数据的计算方式与获取方式应符合本指南的要求。

数据质量控制计划应包括以下内容：

- a) 数据质量控制计划的版本及修订情况；
- b) 重点排放单位情况：包括重点排放单位基本信息、主营产品、生产工艺、组织机构图、厂区平面分布图、工艺流程图等内容；
- c) 按照本指南确定的实际核算边界和主要排放设施情况：包括核算边界的描述，设施名称、类别、编号、位置情况等内容；

- d) 数据的确定方式：包括所有活动数据、排放因子和生产数据的计算方法，数据获取方式，相关测量设备信息，数据缺失处理，数据记录及管理信息等内容。
- 1) 关键参数：例如明确燃煤消耗量获取方式、频次，计量仪器仪表内部管理规定，元素碳选择实测或缺省值，对委外实测的，应明确具体委托协议方式；
 - 2) 测量设备：例如入炉煤皮带秤的型号、位置、测量频次、精度和校准频次；测量设备精度及设备校准频次要求应符合相应计量器具配备要求；
 - 3) 负责部门：明确各项数据监测、流转、记录、分析等数据流管理部门和管理制度；
 - 4) 数据缺失：明确数据记录及数据缺失处理方式。例如某日、批次、月数据缺失的处理方式。
- e) 数据内部质量控制和质量保证相关规定：包括数据质量控制计划的制定、修订以及执行等管理程序，人员指定情况，内部评估管理，数据文件归档管理程序等内容。包括但不限于：
- 1) 建立制度：重点排放单位应建立二氧化碳排放数据监测管理体系；依据指南中各类数据监测与获取要求建立符合碳市场要求的核算和报告的规章制度，包括数据获取负责部门和人员、工作流程和内容、工作周期和时间节点等；
 - 2) 明确职责：指定专职人员负责二氧化碳排放相关计量、检测、核算、报告和管理工作；明确碳排放管理部门和人员职责，避免由于人员调整、机构变动等因素影响数据监测、记录、存档管理与存证；
 - 3) 指导监测：建立监测数据和报告内审制度；指导相关人员按要求开展监测和记录活动、明确监测和计量要求，制定预案，避免因疫情等因素造成影响和损失；
 - 4) 健全记录：建立健全二氧化碳排放和能源消耗的台账记录；建立文档的管理规范，保存、维护二氧化碳排放核算和报告的文件和有关的数据资料。

10.2 数据质量控制计划的修订

重点排放单位在以下情况下应按照生态环境部规定的时限内对数据质量控制计划进行修订，修订内容应符合实际情况并满足本指南的要求：

- a) 排放设施发生变化或使用计划中未包括的新燃料或物料而产生的排放；
- b) 采用新的测量仪器和方法，使数据的准确度提高；
- c) 发现之前采用的测量方法所产生的数据不正确；
- d) 发现更改计划可提高报告数据的准确度；
- e) 发现计划不符合本指南核算和报告的要求；
- f) 生态环境部明确的其他需要修订的情况。

10.3 数据质量控制计划的执行

重点排放单位应严格按照数据质量控制计划实施温室气体的测量活动，并符合以下要求：

- a) 发电设施基本情况与计划描述一致；
- b) 核算边界与计划中的核算边界和主要排放设施一致；
- c) 所有活动数据、排放因子和生产数据能够按照计划实施测量；
- d) 测量设备得到了有效的维护和校准，维护和校准能够符合计划、核算标准、国家要求、地区要求或设备制造商的要求，否则应采取符合保守原则的处理方法；

- e) 测量结果能够按照计划中规定的频次记录;
- f) 数据缺失时的处理方式能够与计划一致;
- g) 数据内部质量控制和质量保证程序能够按照计划实施。

11 数据质量管理要求

重点排放单位应加强发电设施温室气体排放数据质量管理工作，包括但不限于：

- a) 建立温室气体排放核算和报告的内部管理制度和质量保障体系，包括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。指定专职人员负责温室气体排放核算和报告工作；
- b) 委托检测机构/实验室检测燃煤元素碳含量、低位发热量等参数时，应确保被委托的检测机构/实验室通过 CMA 认定或 CNAS 认可且认可项包括燃煤元素碳含量、低位发热量，其出具的检测报告应盖有 CMA 或 CNAS 标识章。检测报告应载明收到样品时间、样品对应的月份、样品测试标准、收到样品重量和样品测试结果对应的状态（收到基、干燥基或空气干燥基）；
- c) 应保留检测机构/实验室出具的检测报告及相关材料备查，包括但不限于样品送检记录、样品邮寄单据、检测机构委托协议及支付凭证、咨询服务机构委托协议及支付凭证等；
- d) 积极改进自有实验室管理，满足 GB/T 27025 对人员、设施和环境条件、设备、计量溯源性、外部提供的产品和服务等资源要求的规定，确保使用适当的方法和程序开展取样、检测、记录和报告等实验室活动。鼓励重点排放单位对燃煤样品的采样、制样和化验的全过程采用影像等可视化手段，保存原始记录备查；
- e) 所有涉及本指南中元素碳含量、低位发热量检测的煤样，应留存每日或每班一般分析试验煤样，以及月缩分煤样，从报出结果之日起保存 2 个月备查；月缩分煤样应从报出结果之日起保存一年备查。煤样的保存应符合 GB/T 474 或 GB/T 19494.2 中的相关要求；
- f) 定期对计量器具、检测设备和测量仪表进行维护管理，并记录存档；
- g) 建立温室气体数据内部台账管理制度。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。排放报告所涉及数据的原始记录和管理台账应至少保存五年，确保相关排放数据可被追溯。委托的检测机构/实验室应同时符合本指南和资质认可单位的相关规定；
- h) 建立温室气体排放报告内部审核制度。定期对温室气体排放数据进行交叉校验，对可能产生的数据误差风险进行识别，并提出相应的解决方案；
- i) 规定了优先序的各参数，应按照规定的首选级顺序选取，在之后各核算年度的获取优先序一般不应降低；
- j) 鼓励有条件的企业加强样品自动采集与分析技术应用，采取创新技术手段，加强原始数据防篡改管理。

12 定期报告要求

重点排放单位应按照附录C的要求编制提交上一年度的排放报告，包括基本信息、机组及生产设施信息、活动数据、排放因子、生产相关信息等温室气体排放及相关信息，以及上一年度数据质量控制计划的修订情况、执行过程中偏离数据质量控制计划的情况、数据缺失情况等。

a) 重点排放单位基本信息

重点排放单位应报告重点排放单位名称、统一社会信用代码、排污许可证编号等基本信息。

b) 机组及生产设施信息

重点排放单位应报告每台机组的燃料类型、燃料名称、机组类型、装机容量、汽轮机排汽冷却方式，以及锅炉、汽轮机、发电机、燃气轮机等主要生产设施的名称、编号、型号等相关信息。

c) 活动数据和排放因子

重点排放单位应报告化石燃料消耗量、元素碳含量、低位发热量、单位热值含碳量、机组购入使用电量和电网排放因子数据。

d) 生产相关信息

重点排放单位应报告发电量、供热量、运行小时数、负荷（出力）系数等数据。

13 月度信息化存证支撑材料要求

13.1 排放报告支撑材料存证要求

重点排放单位应在生态环境部规定的时限内通过报送平台存证必要的排放报告支撑材料，支撑材料应与各项数据的来源一致，并符合本指南中的报送要求。报送和存证的支撑材料包括但不限于：

- a) 燃料消耗量：通过生产系统记录的，提交每日/每月原始记录；通过购销存台账统计的，提交月度/年度生产报表、购销存记录或结算凭证；
- b) 燃煤低位发热量：自行检测的，提供每日/每月燃料检测记录或煤质分析原始记录；委托检测的，提供有资质的检测机构/实验室出具的检测报告，报告加盖CMA资质认定标志或CNAS认可标识章；采用供应商检测结果的，提供供应商检测报告。报送提交的原始检测记录中应明确显示检测依据（方法标准）、检测设备、检测人员和检测结果；对于每月进行加权计算的燃料低位发热量，提供体现加权计算过程的Excel表；
- c) 燃煤元素碳含量：自行检测的，提供每日/每月燃料检测记录或煤质分析原始记录，报告加盖CMA资质认定标志或CNAS认可标识章；委托检测的，提供有资质的检测机构/实验室出具的检测报告，报告加盖CMA资质认定标志或CNAS认可标识章。采用供应商检测结果的，提供供应商检测报告。报送提交的原始检测记录中应明确显示检测依据（方法标准）、检测设备、检测人员和检测结果；
- d) 购入使用电量：采用电表记录的读数计算购入使用电量的，提供每月电量统计原始记录；采用电费结算凭证上的购入使用电量的，提供每月电费结算凭证；
- e) 发电量：提供每月盖章版生产报表或台账记录；
- f) 供热量：提供每月盖章版生产报表或台账记录；
- g) 运行小时数和负荷（出力）系数：提供盖章版生产报表或台账记录。

13.2 其他报告项支撑材料存证要求

重点排放单位应按生态环境部要求，在报送平台填报供热比、供热煤（气）耗、供电煤（气）耗、供热碳排放强度、供电碳排放强度、上网电量等其他报告项数据，可参考本指南附录E中的相关参数计算方法。重点排放单位应在报送平台存证其他报告项的生产报表、台账记录和excel计算表等支撑材料。

14 信息公开要求

重点排放单位应按生态环境部要求，接受社会监督，并按照附录D的格式要求在履约期结束后公开该履约期相关信息。

a) 基本信息

重点排放单位应公开排放报告中的单位名称、统一社会信用代码、排污许可证编号、法定代表人姓名、生产经营场所地址及邮政编码、行业分类、纳入全国碳市场的行业子类等信息。

b) 机组及生产设施信息

重点排放单位应公开排放报告中的燃料类型、燃料名称、机组类型、装机容量、锅炉类型、汽轮机类型、汽轮机排汽冷却方式、负荷（出力）系数等信息。

c) 低位发热量和元素碳含量的确定方式

重点排放单位应公开排放报告中的元素碳含量和低位发热量确定方式，自行检测的应公开检测设备、检测频次、设备校准频次和测定方法标准信息，委托检测的应公开委托机构名称、检测报告编号、检测日期和测定方法标准信息，未实测的应公开选取的缺省值。

d) 排放量信息

重点排放单位应公开排放报告中全部机组的化石燃料燃烧排放量、购入使用电力排放量和二氧化碳排放总量。

e) 生产经营变化情况

重点排放单位应公开生产经营变化情况，至少包括重点排放单位合并、分立、关停或搬迁情况，发电设施地理边界变化情况，主要生产运营系统关停或新增项目生产等情况以及其他较上一年度变化情况。

f) 编制温室气体排放报告的技术服务机构情况

重点排放单位应公开编制温室气体排放报告的技术服务机构名称和统一社会信用代码。

g) 清缴履约情况

重点排放单位应公开是否完成清缴履约。

附录 A

常用化石燃料相关参数缺省值

能源名称	计量单位	低位发热量 ^e (GJ/t, GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)
原油	t	41.816 ^a	0.02008 ^b	98 ^b
燃料油	t	41.816 ^a	0.0211 ^b	
汽油	t	43.070 ^a	0.0189 ^b	
煤油	t	43.070 ^a	0.0196 ^b	
柴油	t	42.652 ^a	0.0202 ^b	
其它石油制品	t	41.031 ^d	0.0200 ^c	
液化石油气	t	50.179 ^a	0.0172 ^c	
液化天然气	t	51.498 ^e	0.0172 ^c	
炼厂干气	t	45.998 ^a	0.0182 ^b	
天然气	10 ⁴ Nm ³	389.31 ^a	0.01532 ^b	
焦炉煤气	10 ⁴ Nm ³	173.54 ^d	0.0121 ^c	
高炉煤气	10 ⁴ Nm ³	33.00 ^d	0.0708 ^c	
转炉煤气	10 ⁴ Nm ³	84.00 ^d	0.0496 ^c	
其它煤气	10 ⁴ Nm ³	52.27 ^a	0.0122 ^c	

注：^a数据取值来源为《中国能源统计年鉴 2019》。
^b数据取值来源为《省级温室气体清单编制指南（试行）》。
^c数据取值来源为《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》。
^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《综合能耗计算通则》。
^f根据国际蒸汽表卡换算，本指南热功当量值取 4.1868kJ/kcal。

附录 B
数据质量控制计划要求

B.1 数据质量控制计划的版本及修订						
版本号	制定（修订）内容	制定（修订）时间	备注			
B.2 重点排放单位情况						
<p>1. 单位简介 （至少包括：成立时间、所有权状况、法定代表人、组织机构图和厂区平面分布图）</p> <p>2. 主营产品 （至少包括：主营产品的名称及产品代码）</p> <p>3. 主营产品及生产工艺 （至少包括：每种产品的生产工艺流程图及工艺流程描述，并在图中标明温室气体排放设施，对于涉及化学反应的工艺需写明化学反应方程式）</p>						
B.3 核算边界和主要排放设施描述						
1. 核算边界的描述 （应包括核算边界所包含的装置、所对应的地理边界、组织单元和生产过程。）						
2. 主要排放设施						
机组名称	设施类别	设施编号	设施名称	排放设施安装位置	是否纳入核算边界	备注说明
（1#机组）	（锅炉）	（MF143）	（煤粉锅炉）	（二厂区第三车间东）	（是）	

续表

B.4 数据的确定方式												
机组名称	参数名称	单位	数据的计算方法及获取方式 ¹		测量设备（适用于数据获取方式来源于实测值）					数据记录频次	数据缺失时的处理方式	数据获取负责部门
			获取方式 ²	确定方法	测量设备及型号	测量设备安装位置	测量频次	测量设备精度	规定的测量设备校准频次			
1# 机组	二氧化碳排放量	tCO ₂	计算值									
	化石燃料燃烧排放量	tCO ₂										
	燃煤品种 i 消耗量	t										
	燃煤品种 i 元素碳含量	tC/t										
	燃煤品种 i 低位发热量	GJ/t										
	燃煤品种 i 单位热值含碳量	tC/GJ	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	燃煤品种 i 碳氧化率	%	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	燃油品种 i 消耗量	t										
	燃油品种 i 元素碳含量	tC/t										
	燃油品种 i 低位发热量	GJ/t										
	燃油品种 i 单位热值含碳量	tC/GJ										
	燃油品种 i 碳氧化率	%	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	燃气品种 i 消耗量	10 ⁴ Nm ³										
	燃气品种 i 元素碳含量	tC/10 ⁴ Nm ³										
	燃气品种 i 低位发热量	GJ/10 ⁴ Nm ³										
	燃气品种 i 单位热值含碳量	tC/GJ										
	燃气品种 i 碳氧化率	%	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/

¹如果报告数据是由若干个参数通过一定的计算方法计算得出，需要填写计算公式以及计算公式中的每一个参数的获取方式。

²方式类型包括：实测值、缺省值、计算值、其他。

续表

B.4 数据的确定方式												
机组名称	参数名称	单位	数据的计算方法及获取方式		测量设备（适用于数据获取方式来源于实测值）					数据记录频次	数据缺失时的处理方式	数据获取负责部门
			获取方式	确定方法	测量设备及型号	测量设备安装位置	测量频次	测量设备精度	规定的测量设备校准频次			
1# 机组	购入电力排放量	tCO ₂	计算值									
	购入使用电量	MW·h										
	电网排放因子	tCO ₂ /MW·h	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	发电量	MW·h										
	供热量	GJ										
	运行小时数	h										
	负荷（出力）系数	%										
	全部机组二氧化碳排放总量	tCO ₂										
B.5 数据内部质量控制和质量保证相关规定												
至少包括本指南要求的内容。												

附录 C
报告内容及格式要求

企业温室气体排放报告
发电设施

重点排放单位（盖章）：

报告年度：

编制日期：

根据生态环境部发布的《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施》相关要求，本单位核算了年度温室气体排放量并填写了如下表格：

附表 C.1 重点排放单位基本信息

附表 C.2 机组及生产设施信息

附表 C.3 化石燃料燃烧排放表

附表 C.4 购入使用电力排放表

附表 C.5 生产数据及排放量汇总表

附表 C.6 低位发热量和元素碳含量的确定方式

声明

本单位对本报告的真实性、完整性、准确性负责。如本报告中的信息及支撑材料与实际情况不符，本单位愿承担相应的法律责任，并承担由此产生的一切后果。

特此声明。

法定代表人（或授权代表）：

重点排放单位（盖章）：

年/月/日

附表 C.1 重点排放单位基本信息

重点排放单位名称	
统一社会信用代码	
单位性质（营业执照）	
法定代表人姓名	
注册日期	
注册资本（万元人民币）	
注册地址	
生产经营场所地址及邮政编码（省、市、县详细地址）	
发电设施经纬度	
报告联系人	
联系电话	
电子邮箱	
报送主管部门	
行业分类	发电行业
纳入全国碳市场的行业子类*1	4411（火力发电） 4412（热电联产） 4417（生物质能发电）
生产经营变化情况	至少包括： a) 重点排放单位合并、分立、关停或搬迁情况； b) 发电设施地理边界变化情况； c) 主要生产运营系统关停或新增项目生产等情况； d) 较上一年度变化，包括核算边界、排放源等变化情况。
本年度编制温室气体排放报告的技术服务机构名称*2	
编制温室气体排放报告的技术服务机构统一社会信用代码	
本年度提供煤质分析报告的检验检测机构名称及统一社会信用代码	

填报说明：

*1 行业代码应按照国家统计局发布的国民经济行业分类 GB/T 4754 要求填报。自备电厂不区分行业，发电设施参照电力行业代码填报。掺烧化石燃料燃烧的生物质发电设施需填报，纯使用生物质发电的无需填报。

*2 编制温室气体排放报告的技术服务机构是指为重点排放单位提供本年度碳排放核算、报告编制或碳资产管理等咨询服务机构，不包括开展碳排放核查/复查的机构。

附表 C.2 机组及生产设施信息

机组名称	信息项		填报内容	
1#机组*1	燃料类型*2		(示例: 燃煤、燃油、燃气) 明确具体种类	
	燃料名称		(示例: 无烟煤、柴油、天然气)	
	机组类别*3		(示例: 热电联产机组, 循环流化床)	
	装机容量 (MW) *4		(示例: 630)	
	燃煤机组	锅炉	锅炉名称	(示例: 1#锅炉)
			锅炉类型	(示例: 煤粉炉)
			锅炉编号*5	(示例: MF001)
			锅炉型号	(示例: HG-2030/17.5-YM)
			生产能力	(示例: 2030 t/h)
		汽轮机	汽轮机名称	(示例: 1#)
			汽轮机类型	(示例: 抽凝式)
			汽轮机编号	(示例: MF002)
			汽轮机型号	(示例: N630-16.7/538/538)
			压力参数*6	(示例: 中压)
			额定功率	(示例: 630)
			汽轮机排汽冷却方式*7	(示例: 水冷-开式循环)
		发电机	发电机名称	(示例: 1#)
			发电机编号	(示例: MF003)
	发电机型号		(示例: QFSN-630-2)	
	额定功率		(示例: 630)	
燃气机组	名称/编号/型号/额定功率			
燃气蒸汽联合循环发电机组 (CCPP)	名称/编号/型号/额定功率			
燃油机组	名称/编号/型号/额定功率			
整体煤气化联合循环发电机组 (IGCC)	名称/编号/型号/额定功率			
其他特殊发电机组	名称/编号/型号/额定功率			
...				

填报说明:

*1 按发电机组进行填报, 如果机组数多于 1 个, 应分别填报。对于 CCPP, 视为一台机组进行填报。合并填报的参数计算方法应符合本指南要求。同一法人边界内有两台或两台以上机组合并填报的, 适用于以下要求:

- a) 对于母管制系统, 或其他存在燃料消耗量或者供热量中有任意一项无法分机组计量的, 可合并填报;
- b) 如果仅有元素碳含量、低位发热量无法分机组计量的, 并且各机组煤样是从同一个入炉煤皮带秤或耐压式计量给煤机上采取的, 可采用全厂实测的相同数值分机组填报;
- c) 如果机组辅助燃料量无法分机组计量的, 可按机组发电量比例分配或其他合理方式分机组填报;
- d) 如果合并填报机组中既有纯凝发电机组也有热电联产机组的, 按照热电联产机组填报;

e) 如果合并填报机组中汽轮机排汽冷却方式不同（包括水冷、空冷或为背压机组）并且无法分机组填报的，应符合当年适用的配额分配方案，无规定时应遵循保守性原则；

f) 如果母管制合并填报机组中既有常规燃煤锅炉也有非常规燃煤锅炉并且无法单独计量的，应符合当年适用的配额分配方案，无规定时当非常规燃煤锅炉产热量为总产热量 80%及以上时可按照非常规燃煤机组填报；

g) 四种机组类型（燃气机组、300MW 等级以上常规燃煤机组、300MW 等级及以下常规燃煤机组、非常规燃煤机组）跨机组类型合并填报时，应符合当年适用的配额分配方案，无规定时应遵循保守性原则；

h) 对于化石燃料掺烧生物质发电的，仅统计燃料中化石燃料的二氧化碳排放，并应计算掺烧化石燃料热量年均占比。对于燃烧生物质锅炉与化石燃料锅炉产生蒸汽母管制合并填报的，在无法拆分时可按掺烧处理，统计燃料中全部化石燃料的二氧化碳排放，并应计算掺烧化石燃料热量年均占比。

*2 燃料类型按照燃煤、燃油或者燃气划分，可采用机组运行规程或铭牌信息等进行确认。

*3 对于燃煤机组，机组类别指：纯凝发电机组、热电联产机组，并注明是否循环流化床机组、IGCC 机组；对于燃气机组，机组类别指：B 级、E 级、F 级、H 级、分布式等，可采用排污许可证载明信息、机组运行规程、铭牌等进行确认。

*4 以发电机实际额定功率为准，可采用排污许可证载明信息、机组运行规程、铭牌等进行确认。

*5 锅炉、汽轮机、发电机等主要设施的编号统一采用排污许可证中对应编码。

*6 对于燃煤机组，压力参数指：中压、高压、超高压、亚临界、超临界、超超临界。

*7 汽轮机排汽冷却方式是指汽轮机凝汽器的冷却方式，可采用机组运行规程或铭牌信息等进行填报。冷却方式为水冷的，应明确是否为开式循环或闭式循环；冷却方式为空冷的，应明确是否为直接空冷或间接空冷。对于背压机组、内燃机组等特殊发电机组，仅需注明，不填写冷却方式。

附表 C.3 化石燃料燃烧排放表

机组*1	参数*2*3		单位	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年*4
1#机组	A	燃料消耗量	t 或 10 ⁴ Nm ³													(合计值)
	B	收到基元素 碳含量	tC/t													(加权平均 值)
	C	燃料低位发 热量	GJ/t 或 GJ/10 ⁴ Nm ³													(加权平均 值)
	D	单位热值含 碳量	tC/GJ													(缺省值)
	E	碳氧化率	%													(缺省值)
	F=A×B×E×44/12 或 G=A×C×D×E×44/12	化石燃料燃 烧排放量	tCO ₂													(合计值)
		掺烧生物质 品种	/													
	H	掺烧生物质 消耗量	t 或 10 ⁴ Nm ³													
	I	生物质低位 发热量	GJ/t 或 GJ/10 ⁴ Nm ³													
	J=ΣH×I	生物质热量	GJ													
	K=ΣA×C	化石燃料热 量	GJ													
	L=J/(J+K)	生物质热量 占比	%													
	...															

填报说明:

*1 如果机组数多于 1 个, 应分别填报。对于有多种燃料类型的, 按不同燃料类型分机组进行填报。

*2 各参数按照指南给出的方式计算和获取。对于燃料低位发热量, 应与燃料消耗量的状态一致, 优先采用实测值。如果存在个别月度缺失的情况, 按照指南要求取缺省值。

*3 各参数按四舍五入保留小数位如下:

- a) 燃煤、燃油消耗量单位为 t, 燃气消耗量单位为 10⁴Nm³, 保留到小数点后两位;
- b) 燃煤、燃油低位发热量单位为 GJ/t, 燃气低位发热量单位为 GJ/10⁴Nm³, 保留到小数点后三位;
- c) 收到基元素碳含量单位为 tC/t, 保留到小数点后四位;
- d) 单位热值含碳量单位为 tC/GJ, 保留到小数点后五位;
- e) 化石燃料燃烧排放量单位为 tCO₂, 保留到小数点后两位。

附表 C.4 购入使用电力排放表

机组*1	参数*2		单位	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年*5
1#机组	M	购入使用电量*3	MW·h													(合计值)
	N	电网排放因子	tCO ₂ /MW·h													(缺省值)
	O=M×N	购入电力排放量*4	tCO ₂													(合计值)
...																

填报说明:

*1 如果机组数多于 1 个，应分别填报。

*2 如果购入使用电量无法分机组，可按机组数目平分。

*3 购入使用电量单位为 MW·h，四舍五入保留到小数点后三位。

*4 购入使用电力对应的排放量单位为 tCO₂，四舍五入保留到小数点后两位。

附表 C.5 生产数据及排放量汇总表

机组 ^{*1}	参数 ^{*2*3}		单位	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
1#机组	P	发电量	MW·h													(合计值)
																(合计值)
	Q	供热量	GJ													(合计值)
	R	运行小时数	h													(合计值或 计算值)
	S	负荷(出力)系数	%													(计算值)
	T=F(G)+O	机组二氧化碳排放量	tCO ₂													
...		全部机组二氧化碳排放总量	tCO ₂													(合计值)

填报说明:

^{*1}如果机组数多于1个,应分别填报。

^{*2}各参数按四舍五入保留小数位如下:

- a) 电量单位为 MW·h, 保留到小数点后三位;
- b) 热量单位为 GJ, 保留到小数点后两位;
- c) 焓值单位为 kJ/kg, 保留到小数点后两位;
- d) 运行小时数单位为 h, 保留到整数位; 负荷(出力)系数以%表示, 保留到小数点后两位;
- e) 机组二氧化碳排放量单位为 tCO₂, 四舍五入保留整数位。

附表 C.6 低位发热量和元素碳含量的确定方式

机组	参数*1	月份	自行检测				委托检测				未实测
			检测设备	检测频次	设备校准频次	测定方法标准	委托机构名称	检测报告编号	检测日期	测定方法标准	缺省值
1#机组	元素碳含量	1月									
		2月									
		3月									
		...									
	低位发热量	1月									
		2月									
		3月									
		...									
...											

填报说明：

*1 根据本指南要求，仅填报涉及计算和监测的参数。

附录 D
温室气体重点排放单位信息公开表

D.1 基本信息		
重点排放单位名称		
统一社会信用代码		
法定代表人姓名		
生产经营场所地址及邮政编码（省、市、县、详细地址）		
行业分类		
纳入全国碳市场的行业子类		
D.2 机组及生产设施信息		
机组名称	信息项	内容
1#机组* ¹	燃料类型	如：燃煤
	机组类型	如：300MW 等级以下常规燃煤机组
	装机容量（MW）	如：300MW
	锅炉类型	如：循环流化床锅炉
	汽轮机排汽冷却方式	如：水冷
...		

¹按发电机组进行填报，如果机组数量多于 1 个，应分别显示。

续表

D.3 低位发热量和元素碳含量的确定方式											
机组	参数	月份	自行检测				委托检测				未实测
			检测设备	检测频次	设备校准频次	测定方法标准	委托机构名称	检测报告编号	检测日期	测定方法标准	缺省值
1#机组	元素碳含量	XX年1月									
		2月									
		3月									
		...									
	低位发热量	XX年1月									
		2月									
		3月									
		...									
...											

D.4 排放量信息

全部机组二氧化碳排放总量 (tCO ₂)	
----------------------------------	--

D.5 生产经营变化情况

如适用，应包括：

- 重点排放单位合并、分立、关停或搬迁情况；
- 发电设施地理边界变化情况；
- 主要生产运营系统关停或新增项目生产等情况；
- 较上一年度变化，包括核算边界、排放源等变化情况；
- 其他变化情况。

D.6 编制温室气体排放报告的技术服务机构情况

编制温室气体排放报告的技术服务机构名称：

编制温室气体排放报告的技术服务机构统一社会信用代码：

D.7 清缴履约情况

重点排放单位是否完成对应履约期的配额清缴履约。

附录 E

其他报告项相关参数计算方法

E.1 供热比计算方法

E.1.1 正算法

当存在锅炉向外直供蒸汽的情况时，供热比为统计期内供热量与锅炉总产热量之比，采用如下公式计算。

$$a = \frac{\sum Q_{gr}}{\sum Q_{cr}} \quad (E.1)$$

式中： a — 供热比，以%表示；

$\sum Q_{gr}$ — 供热量，单位为吉焦（GJ）；

$\sum Q_{cr}$ — 锅炉总产热量，为主蒸汽与主给水热量差值，单位为吉焦（GJ）；

其中，

$$\sum Q_{cr} = (D_{zq} \times h_{zq} - D_{gs} \times h_{gs} + D_{zr} \times \Delta h_{zr}) \times 10^{-3} \quad (E.2)$$

式中： $\sum Q_{cr}$ — 锅炉总产热量，单位为吉焦（GJ）；

D_{zq} — 锅炉主蒸汽量，单位为吨（t）；

h_{zq} — 锅炉主蒸汽焓值，单位为千焦/千克（kJ/kg）；

D_{gs} — 锅炉给水量，单位为吨（t），没有计量的可按给水比主蒸汽为 1:1 计算；

h_{gs} — 锅炉给水焓值，单位为千焦/千克（kJ/kg）；

D_{zr} — 再热器出口蒸汽量，单位为吨（t），非再热机组或数据不可得时取 0；

Δh_{zr} — 再热蒸汽热段与冷段焓值差值，单位为千焦/千克（kJ/kg）。

当锅炉无向外直供蒸汽时，参考 DL/T 904 计算方法中的要求计算供热比，即指统计期内汽轮机向外供出的热量与汽轮机总耗热量之比，采用如下公式计算。

$$a = \frac{\sum Q_{jz}}{\sum Q_{sr}} \quad (E.3)$$

式中： a — 供热比，以%表示；

$\sum Q_{jz}$ — 汽轮机向外供出的热量，为机组直接供热量和间接供热量之和，单位为吉焦（GJ）；机组直接供热量和间接供热量的计算参考 DL/T 904 中相关要求；

$\sum Q_{sr}$ — 汽轮机总耗热量，单位为吉焦（GJ）。当无法按照 DL/T 904 计算汽轮机总耗热量或数据不可得时，可按汽轮机总耗热量相当于锅炉总产出的热量进行简化计算。

E.1.2 反算法

当供热煤耗数据可得时，供热比可采用如下公式计算。

$$a = \frac{b_r \times Q_{gr}}{B_h} \quad (E.4)$$

式中： a — 供热比，以%表示；

b_r — 机组单位供热量所消耗的标准煤量，单位为吨标准煤/吉焦（tce/GJ）；

Q_{gr} — 供热量，单位为吉焦（GJ）；

B_h — 机组耗用总标准煤量，单位为吨标准煤（tce）。

E. 1.3 CCGP 机组计算方法

对于燃气蒸汽联合循环发电机组（CCPP）存在外供热量的情况，供热比可采用供热量与燃气产生的热量之比的简化方式，采用如下公式计算。

$$a = \frac{Q_{gr}}{Q_{rq}} \quad (\text{E.5})$$

$$Q_{rq} = FC_{rq} \times NCV_{rq} \quad (\text{E.6})$$

式中： a — 供热比，以%表示；
 Q_{gr} — 供热量，单位为吉焦（GJ）；
 Q_{rq} — 燃气产生的热量，单位为吉焦（GJ）；
 FC_{rq} — 燃气消耗量，单位为万标准立方米（ 10^4Nm^3 ）；
 NCV_{rq} — 燃气低位发热量，单位为吉焦/万标准立方米（ $\text{GJ}/10^4\text{Nm}^3$ ）。

E. 1.4 数据的监测与获取

锅炉产热量、汽轮机组耗热量和供热量等相关参数的监测与获取参考 DL/T 904 和 GB 35574 的要求。相关参数按以下优先序获取：

- a) 生产系统记录的实际运行数据；
- b) 结算凭证上的数据；
- c) 相关技术文件或铭牌规定的额定值。

E. 2 供电煤（气）耗和供热煤（气）耗计算方法

E. 2.1 正算法

供电煤（气）耗和供热煤（气）耗参考 GB 35574 和 DL/T 904 等标准，可采用如下公式计算。此时供热比无法采用公式（E.4）获得。

$$b_g = \frac{(1-a) \times B_h}{W_{gd}} \quad (\text{E.7})$$

$$b_r = \frac{a \times B_h}{Q_{gr}} \quad (\text{E.8})$$

式中： a — 供热比，以%表示；
 b_r — 机组单位供热量所消耗的标准煤（气）量，单位为吨标准煤/吉焦（ tce/GJ ）或万标准立方米/吉焦（ $10^4\text{Nm}^3/\text{GJ}$ ）；
 b_g — 机组单位供电量所消耗的标准煤（气）量，单位为吨标准煤/兆瓦时（ $\text{tce}/\text{MW}\cdot\text{h}$ ）或万标准立方米/兆瓦时（ $10^4\text{Nm}^3/\text{MW}\cdot\text{h}$ ）；
 Q_{gr} — 供热量，单位为吉焦（GJ）；
 W_{gd} — 供电量，单位为兆瓦时（ $\text{MW}\cdot\text{h}$ ）；
 B_h — 机组耗用总标准煤（气）量，单位为吨标准煤（ tce ）或万标准立方米（ 10^4Nm^3 ）。

E. 2.2 反算法

当上述供热比等相关数据不可得时，可不区分机组类型，采用反算法简化计算。

供热煤耗是指统计期内发电设施每供出 1GJ 的热量所消耗的标准煤量，参考 GB 35574 和 DL/T

904 等标准方法计算。获取供热煤耗时，把 1GJ 供热量折算成标准煤 0.03412 tce，再除以管道效率、锅炉效率和换热器效率计算得出供热煤耗，采用如下公式计算。

$$b_r = \frac{0.03412}{\eta_{gl} \times \eta_{gd} \times \eta_{hh}} \quad (\text{E.9})$$

式中： b_r — 机组单位供热量所消耗的标准煤量，单位为吨标准煤/吉焦（tce/GJ）；
 η_{gl} — 锅炉效率，来源于企业锅炉效率测试试验数据，没有实测数据时采用设计值，以%表示；
 η_{gd} — 管道效率，取缺省值 99%。
 η_{hh} — 换热器效率，对有换热器的间接供热，换热器效率采用数值为 95%；如没有则换热器效率可取 100%。

供电煤耗是指统计期内发电设施每供出 1MW·h 电能平均耗用的标准煤量，采用如下公式计算。

$$b_g = \frac{B_h - b_r \times Q_{gr}}{W_{gd}} \quad (\text{E.10})$$

式中： b_g — 机组单位供电量所消耗的标准煤量，单位为吨标准煤/兆瓦时（tce/MW·h）；
 b_r — 机组单位供热量所消耗的标准煤量，单位为吨标准煤/吉焦（tce/GJ）；
 Q_{gr} — 供热量，单位为吉焦（GJ）；
 W_{gd} — 供电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 B_h — 机组耗用总标准煤量，单位为吨标准煤（tce）。

E. 2.3 数据的监测与获取

相关参数按以下优先序获取：

- a) 企业生产系统的实测数据；
- b) 相关设备设施的设计值/标称值。

E. 3 供电碳排放强度和供热碳排放强度计算方法

供电碳排放强度和供热碳排放强度可采用如下公式计算。

$$S_{gd} = \frac{E_{gd}}{W_{gd}} \quad (\text{E.11})$$

$$S_{gr} = \frac{E_{gr}}{Q_{gr}} \quad (\text{E.12})$$

$$E_{gd} = (1-a) \times E \quad (\text{E.13})$$

$$E_{gr} = a \times E \quad (\text{E.14})$$

式中： S_{gd} — 供电碳排放强度，即机组每供出 1MW·h 的电量所产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（tCO₂/MW·h）；
 E_{gd} — 统计期内机组供电所产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 W_{gd} — 供电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 S_{gr} — 供热碳排放强度，即机组每供出 1GJ 的热量所产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳/吉焦（tCO₂/GJ）；
 E_{gr} — 统计期内机组供热所产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 Q_{gr} — 供热量，单位为吉焦（GJ）；
 a — 供热比，以%表示；

E — 二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）。

E.4 上网电量

上网电量是指统计期内在上网电量计量点向电网（或系统、用户）输入的电量，采用计量数据。上网电量通过与电网、外部系统或用户进行结算或销售的凭据进行交叉验证。无法获取分机组上网电量的，按机组发电量进行拆分。没有结算和计量数据的自备电厂，可通过以下方式获取或进行验证。

$$W_{og} = W_{fd} - W_{icy} + AD_{电} \quad (E.15)$$

式中： W_{og} — 上网电量，单位为兆瓦时（MW·h）；

W_{fd} — 发电量，单位为兆瓦时（MW·h）；

W_{icy} — 综合厂用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；

$AD_{电}$ — 外购电量，单位为兆瓦时（MW·h）。