

2022 年度

碳达峰碳中和政策法规汇编

第二编生态环境部文件

声明

2020 年 9 月 22 日，习近平主席在第 75 届联合国大会上宣布，中国力争在 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取在 2060 年前实现碳中和目标。实现碳达峰、碳中和，是以习近平同志为核心的党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体。为便于学习和领会碳达峰、碳中和相关法律法规、政策文件的内涵及意义，河北碳排放权服务中心有限公司（以下简称“河北碳排放权服务中心”）将 2022 年 1 月 1 日至 12 月 31 日的重点文件进行筛选、梳理、编目，汇编成册。

我们出于公益目的，编撰本汇编供业界同仁研习阅读，欢迎转发分享给其他需要的人员。本汇编因收纳相对全面完整，编目清晰合理，亦不失为即用即查的便捷工具。

友情提示：请勿出于商业目的，对本汇编进行掐头去尾、移花接木的改编、复制或滥用传播。如果您对其中部分内容有版权声索主张，或者对完善改进本汇编有宝贵意见，敬请联系我们：Consult@hbeex.com.cn 或 0311-83506837。

为践行绿色低碳节约资源的工作生活方式，本汇编仅发行电子版，不印制纸质版。

河北碳排放权服务中心

目录

第二编 生态环境部文件	1
2.1 关于做好 2022 年企业温室气体排放报告管理相关重点工作的通知.....	1
2.2 关于印发《“十四五”生态保护监管规划》的通知.....	40
2.3 关于做好全国碳市场第一个履约周期后续相关工作的通知.....	68
2.4 关于印发《企业环境信息依法披露格式准则》的通知.....	70
2.5 关于高效统筹疫情防控和经济社会发展调整 2022 年企业温室气体排放报告管理相关重点工作任务的通知.....	76
2.6 关于印发《国家适应气候变化战略 2035》的通知.....	78
2.7 关于印发《减污降碳协同增效实施方案》的通知.....	101
2.8 关于公布气候投融资试点名单的通知.....	110
2.9 关于公开征求《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》（征求意见稿）意见的函.....	112
2.10 关于印发气候投融资试点地方气候投融资项目入库参考标准的通知.....	124
2.11 关于印发《企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施》《企业温室气体排放核算技术指南 发电设施》的通知.....	130
2.12 关于发布国家生态环境标准《生态环境统计技术规范 排放源统计》的公告.....	170

编制说明（必读）

河北碳排放权服务中心（以下简称河碳中心），2020 年成立于中国（河北）自由贸易试验区正定片区正定新区，是承接全国碳市场河北区域服务工作及能力建设工作的专业性平台。

河碳中心始终以“低碳·生态·智慧”为理念，以“助力实现碳达峰、碳中和目标”为服务愿景，业务涵盖碳交易、碳能力建设、低碳咨询、碳资产服务、碳中和认证、课题研究六大板块。

河碳中心立足河北，贯彻落实关于逐步建立国内碳排放交易市场的要求，以市场为手段，鼓励和引导控排企业积极参与碳交易市场，进行节能减排和绿色产业升级。同时，我中心将加快推进区域低碳发展转型和低碳城镇化建设，努力推动形成一批各具特色的低碳城市、低碳园区、低碳社区和低碳企业。

关注我们，你将收获：

- 最热双碳资讯
- 获取免费资料
- 最新行业政策
- 咨询交流平台



2022 年度精选内容

- 1、河碳中心为钢铁行业首个暨河北省首个碳管理体系贯标示范单位——敬业集团授牌
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/715.html>
- 2、河北碳排放权服务中心向敬业集团黄金寨景区颁发河北省首张碳中和景区证书
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/415.html>
- 3、河北碳排放权服务中心向石家庄国际会展中心 8 号展厅颁发“碳中和证书”
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/610.html>
- 4、河北碳排放权服务中心向河北千喜鹤饮食文化园颁发“碳中和证书”
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/592.html>
- 5、河北碳排放权服务中心向河北银行正定支行颁发河北省首张碳中和银行网点证书
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/514.html>
- 6、河北碳排放权服务中心参编！首个企业碳资信评价标准正式发布
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/571.html>
- 7、河北碳排放权服务中心积极参与活动！河北省举行全国低碳日主题宣传活动
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/516.html>
- 8、河北碳排放权服务中心顺利开展唐山市环保部门及控排企业碳能力建设培训
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/306.html>
- 9、河北碳排放权服务中心 2022 年第三期碳排放交易员培训成功举行
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/591.html>
- 10、免费入会，尊享会员权益！河北碳排放权服务中心会员火热招募中！
<https://www.hbeex.com.cn/?Service/283.html>

第二编 生态环境部文件

2.1 关于做好 2022 年企业温室气体排放报告管理相关重点工作的通知

环办气候函〔2022〕111 号

各省、自治区、直辖市生态环境厅（局），新疆生产建设兵团生态环境局：

为加强企业温室气体排放数据管理工作，强化数据质量监督管理，现将 2022 年企业温室气体排放报告管理有关重点工作要求通知如下。

一、发电行业重点任务

请各省级生态环境主管部门依据《碳排放权交易管理办法（试行）》有关规定，组织开展以下温室气体排放报告管理重点工作。

（一）组织发电行业重点排放单位报送 2021 年度温室气体排放报告

组织 2020 和 2021 年任一年温室气体排放量达 2.6 万吨二氧化碳当量（综合能源消费量约 1 万吨标准煤）及以上的发电行业企业或其他经济组织（发电行业子类见附件 1）（以下简称重点排放单位），于 2022 年 3 月 31 日前按照《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施》（环办气候〔2021〕9 号）要求核算 2021 年度排放量（其中电网排放因子调整 0.5810tCO₂/MWh），编制排放报告，并通过环境信息平台（<http://permit.mee.gov.cn>）填报相关信息、上传支撑材料。符合上述年度排放量要求的自备电厂（不限于附件 1 所列行业），视同发电行业重点排放单位。

组织发电行业重点排放单位依法开展信息公开，按照《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施（2022 年修订版）》（见附件 2）的信息公开格式要求，在 2022 年 3 月 31 日前通过环境信息平台公布全国碳市场第一个履约周期（2019-2020 年度）经核查的温室气体排放相关信息。涉及国家秘密和商业秘密的，由重点排放单位向省级生态环境主管部门依法提供证明材料，删减相关涉密信息后公开其余信息。

（二）组织开展对发电行业重点排放单位 2021 年度排放报告的核查

按照《企业温室气体排放报告核查指南（试行）》要求，于 2022 年 6 月 30 日前，完成对发电行业重点排放单位 2021 年度排放报告的核查，包括组织开展核查、告知核查结果、处理异议并作出复核决定、完成系统填报和向我部（应对气候变化司）书面报告等。

省级生态环境主管部门应通过生态环境专网登录全国碳排放数据报送系统管理端，进行核查任务分配和核查工作管理。组织核查技术服务机构通过环境信息平台（全国碳排放数据报送系统核查端）注册账户并进行核查信息填报。

（三）加强对核查技术服务机构的管理

通过政府购买服务的方式委托技术服务机构配合开展核查工作的，应根据《企业温室气体排放报告核查指南（试行）》有关规定和格式要求，对编制 2019-2021 年核查报告的技术服务机构工作质量、合规性、及时性等进行评估，评估结果于 2022 年 7 月 30 日前通过环境信息平台向社会公开。

（四）更新数据质量控制计划，组织开展信息化存证

组织发电行业重点排放单位，按照《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施（2022 年修订版）》要求，于 2022 年 3 月 31 日前通过环境信息平台更新数据质量控制计划，并依据更新的数据质量控制计划，自 2022 年 4 月起在每月结束后的 40 日内，通过具有中国计量认证（CMA）资质或经过中国合格评定国家认可委员会（CNAS）认可的检验检测机构对元素碳含量等参数进行检测，并对以下台账和原始记录通过环境信息平台进行存证：

- 1.发电设施月度燃料消耗量、燃料低位发热量、元素碳含量、购入使用电量等与碳排放量核算相关的参数数据及其盖章版台账记录扫描文件；
- 2.检验检测报告原件的电子扫描件，检测参数应至少包括样品元素碳含量、氢含量、全硫、水分等参数，报告加盖 CMA 资质认定标志或 CNAS 认可标识章；
- 3.发电设施月度供电量、供热量、负荷系数等与配额核算与分配相关的生产数据及其盖章版台账记录原件扫描文件。

温室气体排放报告所涉数据的原始记录和管理台账应当至少保存 5 年，鼓励地方组织有条件的重点排放单位探索开展自动化存证。

（五）确定并公开 2022 年度重点排放单位名录

根据核查结果，将 2020 和 2021 年任一年温室气体排放量达 2.6 万吨二氧化碳当量，并拥有纳入配额管理的机组判定标准（见附件 3）的发电行业重点排放单位，纳入 2022 年度全国碳排放权交易市场配额管理的重点排放单位名录。名录及其调整情况于 2022 年 6 月 30 日前在省级生态环境主管部门官方网站向社会公开，并书面向我部（应对气候变化司）报告，抄送全国碳排放权注册登记机构（湖北碳排放权交易中心）和全国碳排放权交易机构

（上海环境能源交易所）。

新列入名录的重点排放单位，应于 2022 年 9 月 30 日前分别向全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构报送全国碳排放权注册登记系统和交易系统开户申请材料（注册登记系统开户材料模板下载地址为 <http://www.hbets.cn/view/1242.html>。交易系统开户材料模板下载地址为 <https://www.cneeex.com/tpfjy/fw/zhfw/qgtpfjy/>）。

尚未完成 2019-2020 年度（第一个履约周期）重点排放单位名录以及依据《关于加强企业温室气体排放报告管理相关工作的通知》（环办气候〔2021〕9 号）报送的本行政区域纳入全国碳排放权交易市场配额管理的重点排放单位名录（2021 年度名录）信息公开的，省级生态环境主管部门应于 2022 年 3 月 31 日前在其官方网站向社会公开，并报送全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构。

（六）强化日常监管

组织设区的市级生态环境主管部门，按照“双随机、一公开”的方式对名录内的重点排放单位进行日常监管与执法，重点包括名录的准确性，企业数据质量控制计划的有效性和各项措施的落实情况，企业依法开展信息公开的执行情况，投诉举报和上级生态环境主管部门转办交办有关问题线索的查实情况等。对核实的问题要督促企业整改，每季度汇总、检查设区的市级生态环境主管部门日常监管工作的执行情况，分别于 2022 年 4 月 15 日、7 月 15 日、10 月 21 日，2023 年 1 月 13 日前向我部（应对气候变化司）报告上一季度的日常监管执行情况。

二、其他行业重点任务

（一）组织其他行业企业报送 2021 年度温室气体排放报告

组织 2020 和 2021 年任一年温室气体排放量达 2.6 万吨二氧化碳当量（综合能源消费量约 1 万吨标准煤）及以上的石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、民航行业重点企业（具体行业子类见附件 1），根据相应行业企业温室气体排放核算方法与报告指南、补充数据表（在环境信息平台下载，其中电网排放因子调整为 0.5810 tCO₂/MWh）要求，于 2022 年 9 月 30 日前核算 2021 年度排放量并编制排放报告，通过环境信息平台报告温室气体排放情况、有关生产情况、相关支撑材料以及编制温室气体排放报告的技术服务机构信息。

（二）组织开展其他行业企业温室气体排放报告的核查

2022 年 12 月 31 日前，按照《企业温室气体排放报告核查指南（试行）》要求，完成对发电行业以外的其他行业重点排放单位 2021 年度排放报告的核查工作。

三、保障措施

（一）严格整改落实

针对我部在碳排放数据质量监督帮扶专项行动中通报的典型案例，各地方应进一步核实整改。将被通报的重点排放单位列为日常监管的重点对象，对查实的有关违法违规行为依法从严处罚。对于被通报的核查技术服务机构，各地方应审慎委托其承担 2021 年度核查工作。对于被通报的检验检测机构，各地方应审慎采信其碳排放相关检测报告结果。

（二）加强组织领导

各地方应高度重视温室气体排放报告管理相关工作，加强组织领导，建立实施定期检查与随机抽查相结合的常态化监管执法工作机制，通过加强日常监管等手段切实提高碳排放数据质量。我部将对各地方落实本通知重点任务情况进行监督指导和调研帮扶，对突出问题进行通报。

（三）落实工作经费保障

各地方应落实重点排放单位温室气体排放核查、监督检查以及相关能力建设等碳排放数据质量管理相关工作所需经费，按期保质保量完成相关工作。

（四）加强能力建设

各地方应结合重点排放单位温室气体排放报告和核查工作的实际需要，充实碳排放监督管理和执法队伍力量，做好对技术服务机构的监管。组织开展重点排放单位碳排放数据质量管理相关能力建设，推动加快健全完善企业内部碳排放管理制度，提升碳排放数据质量水平。鼓励有条件的地方探索开展多源数据比对，识别异常数据，增强监管针对性。

落实工作任务中遇到的相关技术、政策问题，可通过全国碳市场帮助平台（环境信息平台“在线客服”悬浮窗）咨询。

覆盖行业及代码（附件 1）

行业	国民经济行业分类代码（GB/T 4754-2017）	类别名称	主营产品统计代码	行业子类
发电	44	电力、热力生产和供应业		
	4411	火力发电		
	4412	热电联产		
	4417	生物质能发电		
建材	30	非金属矿物制品业	31	非金属矿物制品
	3011	水泥制造	310101	水泥熟料
	3041	平板玻璃制造	311101	平板玻璃
钢铁	31	黑色金属冶炼和压延加工业	32	黑色金属冶炼及压延产品
	3110	炼铁	3201	生铁
	3120	炼钢	3206	粗钢
	3130	钢压延加工	3207 3208	轧制、锻造钢坯 钢材
有色	32	有色金属冶炼和压延加工业	33	有色金属冶炼和压延加工产品
	3216	铝冶炼	3316039900	电解铝
	3211	铜冶炼	3311	铜
石化	25	石油、煤炭及其他燃料加工业	25	石油加工、炼焦及核燃料
	2511	原油加工及石油制品制造	2501	原油加工
化工	26	化学原料和化学制品制造业	26	化学原料及化学制品
	261	基础化学原料制造	2601	无机基础化学原料
	2611	无机酸制造	260101	无机酸类
			2601010201	硝酸
	2612	无机碱制造	260105 260106 260107	烧碱 纯碱类 金属氢氧化物

化工	2613	无机盐制造	260108-260122 2601220101	其他无机基础化学原料 电石
	2614	有机化学原料制造	2602 2602010201	有机化学原料 乙烯
	2619	其他基础化学原料制造	260209 2602090101	无环醇及其衍生物 甲醇
	262	肥料制造	2604	化学肥料
	2621	氮肥制造	260401 260411	氨及氨水 氮肥（折含氮 100%）
	2622	磷肥制造	260412	磷肥（折五氧化二磷 100%）
	2623	钾肥制造	260413	钾肥（折氯化钾 100%）
	2624	复混肥料制造	260422	复合肥、复混合肥
	2625	有机肥料及微生物肥料制造	2605	有机肥料及微生物肥料
	2629	其他肥料制造		
	263	农药制造		
	2631	化学农药制造	2606	化学农药
	2632	生物化学农药及微生物农药制造	2607	生物农药及微生物农药
	265	合成材料制造	2613	合成材料
	2651	初级形态塑料及合成树脂制造	261301	初级形态塑料
	2652	合成橡胶制造	261302	合成橡胶
	2653	合成纤维单（聚合）体制造	261303 261304	合成纤维单体 合成纤维聚合物
	2659	其他合成材料制造		2613 中其他类
	造纸	22	造纸和纸制品业	22
2211		木竹浆制造	2201	纸浆
2212		非木竹浆制造	2201	纸浆
2221		机制纸及纸板制造	2202	机制纸和纸板
民航	56	航空运输业	55	航空运输服务
	5631	机场	550301	机场服务

备注：1.工作范围为本表格《国民经济行业分类代码（GB/T 4754-2017）》4 位代码的行业类别。

2.类别“生物质能发电”中，掺烧化石燃料燃烧的生物质发电企业需报送，纯使用生物质发电的企业无需报送。

3.行业子类中，乙烯生产企业的温室气体排放数据核算和报告应按照《中国石油化工企业温室气体排放核算方法和报告指南（试行）》中的要求执行。

4.行业子类中，二氟一氯甲烷、航空旅客运输服务、航空货物运输服务不纳入本通知工作范围。

企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施（2022 年修订版）

（附件 2）

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 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/T19494.1 煤炭机械化采样 第 1 部分：采样方法
GB/T19494.2 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/T21369 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 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/T31391 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/T32151.1 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/T35985 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

3. 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

碳氯化率 **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。

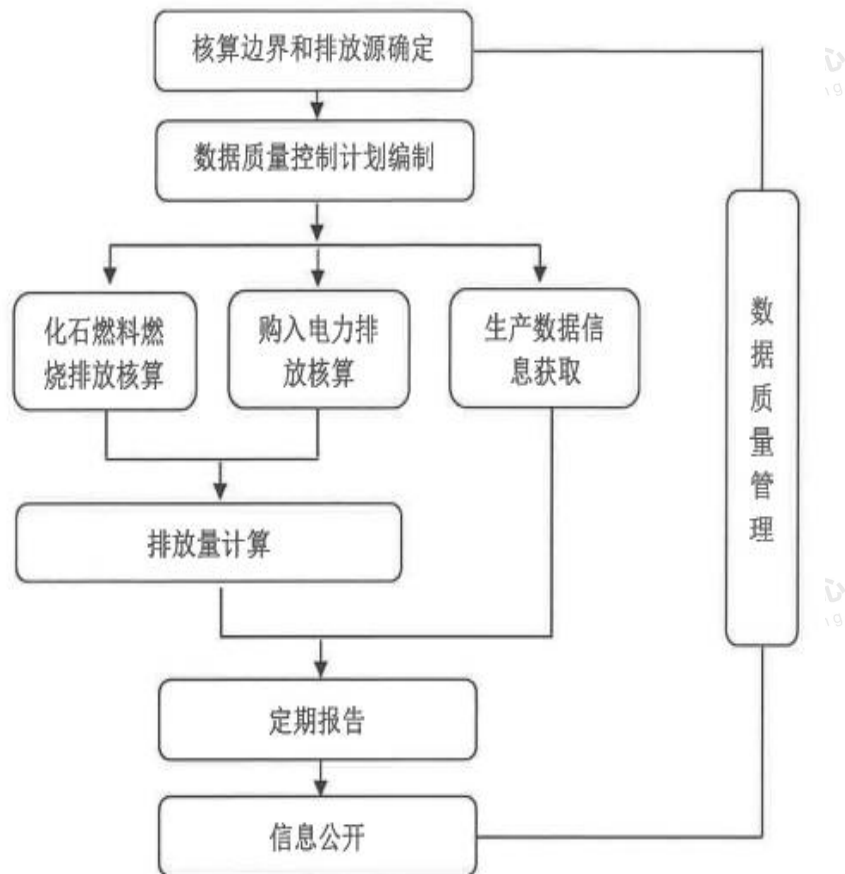


图1 工作程序

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、供电量、供热量、供热比、供电煤（气）耗、供热煤（气）耗、供电碳排放强度、供热碳排放强度、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，并报送相关支撑材料。

h) 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。

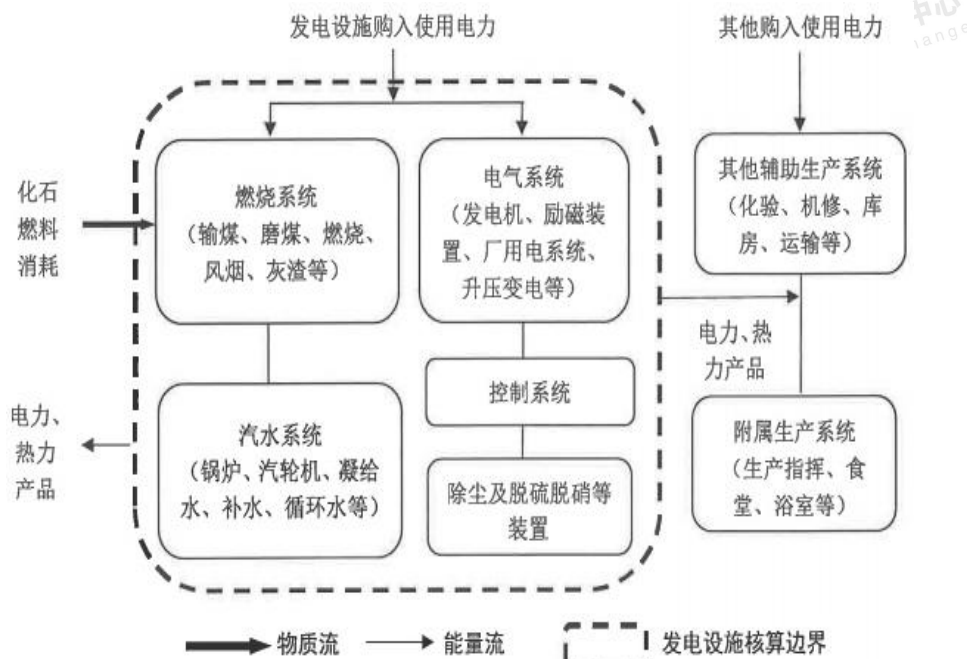
i) 数据质量管理

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。



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。

$$Car = Cad \times \frac{100 - Mar}{100 - Mad} \quad \text{或} \quad Car = Cd \times \frac{100 - Mar}{100} \quad (2)$$

- 式中： Car — 收到基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；
 Cad — 空干基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；
 Cd — 干燥基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；
 Mar — 收到基水分，可采用企业每日测量值的月度加权平均值，以%表示；
 Mad — 空干基水分，可采用企业每日测量值的月度加权平均值，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)；

6.2 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。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数值，其中皮带秤须皮带秤实煤或循环链码校验每旬一次，无实煤校验装置的应利用其他已检定合格的衡器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消耗量，并报告说明未采用入炉煤测量值的原因。燃油、燃气消耗量应至少每月测量。

6.2.1.2 化石燃料消耗量应按照以下优先级顺序选取，在之后各个核算年度的获取优先序不应降低：

- a) 生产系统记录的计量数据；
- b) 购销存台账中的消耗量数据；
- c) 供应商结算凭证的购入量数据。

6.2.1.3 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。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。

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
4	基准换算	/	煤炭分析试验方法的一般规定	GB/T 483
		/	煤炭分析结果基的换算	GB/T 35985

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。采用每日入炉煤检测数据加权计算得到入炉煤月度平均收到基元素碳含量，权重为每日入炉煤消耗量；

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。每日采集入炉煤缩分样品，每月将获得的日缩分样品合并混合，用于检测其元素碳含量。合并混合前，每个缩分样品的质量应正比于该入炉煤原煤量的质量且基准保持一致，使合并后的入炉煤缩分样品混合样相关参数值为各入炉煤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 煤质分析中的元素碳含量应为收到基状态。如果实测的元素碳含量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、燃气的元素碳含量应至少每月检测，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。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（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，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/班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/班入炉煤消耗量。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，可自行检测或委托外部有资质的检测机构/实验室进行检测，分别遵循 DL/T 567.8 和 GB/T 11062 等相关标准。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。无实测时采用供应商提供的检测报告中的数据，或采用本指南附录 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 0.03356

tC/GJ。

6.2.4.2 燃油、燃气的单位热值含碳量应至少每月检测，可委托外部有资质的检测机构/实验室进行检测。无实测时采用供应商提供的检测报告中的数据，或采用本指南附录 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（4）计算。

$$E_{\text{电}} = AD_{\text{电}} \times EF_{\text{电}} \quad (4)$$

式中： $E_{\text{电}}$ — 购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 $AD_{\text{电}}$ — 购入使用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 $EF_{\text{电}}$ — 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，并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（5）计算。

$$E = E_{\text{燃烧}} + E_{\text{电}} \quad (5)$$

式中： E — 发电设施二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 $E_{\text{燃烧}}$ — 化石燃料燃烧排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
 $E_{\text{电}}$ — 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 发电量和供电量

9.1.1 计算公式

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。供电量是指统计期内发电设施的发电量减去与生产有关的辅助设备的消耗电量，按以下计算方法获取：

- a) 对于纯凝发电机组，供电量为发电量与生产厂用电量之差，采用公式（6）计算。
- b) 对于纯凝发电机组，供电量为发电量与生产厂用电量之差，采用公式（6）计算。
- c) 对于热电联产机组，供电量为发电量与发电厂用电量之差，采用公式（7）和（8）计算。如出现月度生产厂用电量大于发电量的情形，不适用如下公式，当月供电量计为0。

$$W_{gd} = W_{fd} - W_{cy} \quad (6)$$

式中： W_{gd} — 供电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 W_{fd} — 发电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 W_{cy} — 生产厂用电量，单位为兆瓦时（MW·h）。

$$W_{gd} = W_{fd} - W_{dcy} \quad (7)$$

$$W_{dcy} = (W_{cy} - W_{rcy}) \times (1 - a) \quad (8)$$

式中： W_{gd} — 供电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 W_{fd} — 发电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 W_{cy} — 生产厂用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 W_{rcy} — 供热专用的厂用电量，指纯热网用的厂用电量如热网循环泵等只与供热有关的设备用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；当无供热专用厂用电量计量时，该值可取0；
 W_{dcy} — 发电厂用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
 a — 供热比，以%表示。

9.1.2 数据的监测与获取

9.1.2.1 发电量、供电量和厂用电量应根据企业电表记录的读数获取或计算，并符合DL/T904和DL/T 1365等国家和行业标准中的要求。

9.1.2.2 发电设施的发电量和供电量不包括应急柴油发电机的发电量。如果存在应急柴油发电机所发的电量供给发电机组消耗的情形，那么应急柴油发电机所发电量应计入厂用电量，在计算供电量时予以扣除。

9.1.2.3 除尘及脱硫脱硝装置消耗电量均应计入厂用电量，不区分委托运营或合同能源管理等形式的差异。

9.1.2.4 属于下列情况之一的，不计入厂用电的计算：

- a) 新设备或大修后设备的烘炉、暖机、空载运行的电量；
- b) 新设备在未正式移交生产前的带负荷试运行期间耗用的电量；
- c) 计划大修以及基建、更改工程施工用的电量；

- d) 发电机作调相机运行时耗用的电量;
- e) 厂外运输用自备机车、船舶等耗用的电量;
- f) 输配电用的升、降压变压器 (不包括厂用变压器)、变波机、调相机等消耗的电量;
- g) 非生产用 (修配车间、副业、综合利用等) 的电量。

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 (9) 和 (10) 计算。其中 Q_{zg} 和 Q_{jg} 计算方法参考 DL/T 904 中相关要求。

$$Q_{gr} = \sum Q_{gl} + \sum Q_{jz} \quad (9)$$

$$\sum Q_{jz} = \sum Q_{zg} + \sum Q_{jg} \quad (10)$$

式中: Q_{gr} — 供热量, 单位为吉焦 (GJ);

$\sum Q_{gl}$ — 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);

$\sum Q_{jz}$ — 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);

$\sum Q_{zg}$ — 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);

$\sum Q_{jg}$ — 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 如果企业供热存在回水, 计算供热量时应扣减回水热量, 回水热量按照公式 (12) 计算。

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（11）转换为热量单位。

$$AD_{st} = Ma_{st} \times (En_{st} - 83.74) \times 10^{-3} \quad (11)$$

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（12）转换为热量单位。

$$AD_w = Ma_w \times (T_w - 20) \times 4.1868 \times 10^{-3} \quad (12)$$

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 供热比

9.3.1 计算公式

重点排放单位应按照如下方法计算月度和年度供热比数据。供热比年度结果根据每月累计得到的全年供热量、产热量或耗煤量等进行计算。供热比月度结果用于数据可靠性的对比分析和验证。

a) 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。

$$a = \frac{\sum Q_{gr}}{\sum Q_{cr}} \quad (13)$$

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，

$$\sum Q_{cr} = (D_{zq} \times h_{zq} - D_{gs} \times h_{gs} + D_{zz} \times \Delta h_{zz}) \times 10^{-3} \quad (14)$$

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

b) 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，可采用公式（15）计算。

$$a = \frac{\Sigma Q_{jt}}{\Sigma Q_{sr}} \quad (15)$$

式中： a — 供热比，以%表示；
 ΣQ_{jt} — 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；
 ΣQ_{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。

c) 当按照上述计算方式中锅炉产热量、汽轮机组耗热量等相关数据无法获得时，供热比可采用公式（16）计算。

$$a = \frac{b_r \times Q_{gr}}{B_h} \quad (16)$$

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）。

d) 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，采用公式（17）和（18）进行计算。

$$a = \frac{Q_{gr}}{Q_{rq}} \quad (17)$$

$$Q_{rq} = FC_{rq} \times NCV_{rq} \quad (18)$$

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（ $\text{GJ}/10^4 \text{Nm}^3$ ）。

9.3.2 数据的监测与获取

9.3.2.1 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。

9.3.2.2 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；
- c) 相关技术文件或铭牌规定的额定值。

9.4 供电煤（气）耗和供热煤（气）耗

9.4.1 计算公式

供电煤（气）耗和供热煤（气）耗参考 GB 35574 和 DL/T904 等标准计算方法中的要求计算，采用公式（19）和（20）计算。

$$b_g = \frac{(1-a) \times B_h}{W_{gd}} \quad (19)$$

$$b_r = \frac{a \times B_h}{Q_{gr}} \quad (20)$$

- 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（tce/MW·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（MW·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 ）。

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获取供热煤耗，即把 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，采用公式（21）计算。

$$b_r = \frac{0.03412}{\eta_{gl} \times \eta_{gd} \times \eta_{hh}} \quad (21)$$

- 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%。

9.4.2 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；
c) 采用公式（19）和（20）的计算方法，此时供热比不能采用公式（16）获得。

9.5 供电碳排放强度和供热碳排放强度

9.5.1 计算公式

供电碳排放强度和供热碳排放强度可采用公式（22）、（23）、（24）和（25）计算。

$$S_{gd} = \frac{E_{gd}}{W_{gd}} \quad (22)$$

$$S_{gr} = \frac{E_{gr}}{Q_{gr}} \quad (23)$$

$$E_{gd} = (1-a) \times E \quad (24)$$

$$E_{gr} = a \times E \quad (25)$$

- 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）。

9.6 运行小时数和负荷（出力）系数

9.6.1 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（26）和（27）计算。

$$t = \frac{\sum_i^n t_i \times P_{ei}}{\sum_i^n P_{ei}} \quad (26)$$

$$X = \frac{\sum_i^n W_{fdi}}{\sum_i^n P_{ei} \times t_i} \quad (27)$$

- 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。

9.6.2 数据的监测与获取

9.6.2.1 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。

9.6.2.2 多台机组合并填报，按公式（26）和（27）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（如测量设备的名称、型号、位置、测量频次、精度和校准频次等），数据缺失处理，数据记录及管理信息等内容。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；
- 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。

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：

- 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；
- 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。受委托的检测机构/实验室不具备相关参数检测能力的、检测报告不符合规范要求的或不能证实报告载明信息可信的，检测结果不予认可。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。因相关记录管理和保存不善或缺失，进而导致元素碳含量或燃煤低位发热量数据无法采信的，应选取本指南中规定的缺省值等保守方式处理；

e) 所有涉及本指南中元素碳含量、低位发热量检测的煤样，应留存日综合煤样和月缩分煤样一年备查。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不应降低；

j) 相关参数未按本指南要求测量或获取时，采用生态环境部发布的相关参数值核算其排放量；

k) 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

重点排放单位应在每个月结束之后的 40 个自然日内，按生态环境部要求在报送平台存证该月的活动数据、排放因子、生产相关信息和必要的支撑材料，并于每年 3 月 31 日前按照附录 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、支撑材料等温室气体排放及相关信息。

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（如涉及）、单位热值含碳量（如涉及）、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、供电量、供热量、供热比、供电煤（气）耗、供热煤（气）耗、运行小时数、负荷（出力）系数、供电碳排放强度、供热碳排放强度等数据。

e) 支撑材料

重点排放单位应在排放报告中说明各项数据的来源并报送相关支撑材料，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。

13 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（如涉及）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
相关参数的缺省值

附表 A.1 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 ^a (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	
液化石油气	t	50.179 ^a	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	99 ^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						
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）						
2. 主营产品 （至少包括：主营产品名称及产品代码）						
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）						
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	具体描述	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	具体描述	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										
	供电量	MW·h										
	供热量	GJ										
	供热比	%										
	供电煤耗	tce/MW·h										
	供电气耗	10 ⁴ Nm ³ /MW·h										
	供热煤耗	tce/GJ										
	供热气耗	10 ⁴ Nm ³ /GJ										
	运行小时数	h										
	负荷（出力）系数	%										
	供电碳排放强度	tCO ₂ /MW·h										
	供热碳排放强度	tCO ₂ /GJ										
	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《企业温室气体核算方法与报告指南 发电设施》及其修订版本等相关要求，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

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）
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	

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/T4754 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)
	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、供电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												
...																

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、单位热值含碳量, 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。

*4 报送和存证下述必要的支撑材料:

- a) 对于使用生产系统记录的燃料消耗量数据的, 提供每日/每月消耗量原始记录或台账(盖章扫描件);
- b) 对于使用购销存台账中的燃煤消耗量数据的, 提供月度/年度生产报表(盖章扫描件);
- c) 对于使用供应商结算凭证的购入量数据的, 提供月度/年度燃料购销存记录(盖章扫描件);
- d) 对于自行检测的燃料低位发热量(如涉及)、元素碳含量的, 提供每日/每月燃料检测记录或煤质分析原始记录(盖章扫描件);
- e) 对于委外检测元素碳含量的, 提供有资质的外部检测机构/实验室出具的检测报告(应包含元素碳含量、低位发热量、氢含量、全硫、水分等数据);
- f) 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。

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	H	购入使用电量 ³	MW·h													(合计值)
	I	电网排放因子	tCO ₂ /MW·h													(缺省值)
	J=H×I	购入电力排放量 ⁴	tCO ₂													(合计值)
...																

填报说明:

*1 如果机组多于 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。

*5 报送和存证下述必要的支撑材料:

a) 对于使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 (盖章扫描件);

b) 对于使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 (如适用)。

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	K	发电量	MW·h													(合计值)
	L	供电量	MW·h													(合计值)
	M	供热量	GJ													(合计值)
	N	供热比	%													(计算值)
	O	供电煤(气)耗	tce/MW·h 或 10 ⁴ Nm ³ /MW·h													(计算值)
	P	供热煤(气)耗	tce/GJ 或 10 ⁴ Nm ³ /GJ													(计算值)
	Q	运行小时数	h													(合计值或 计算值)
	R	负荷(出力)系数	%													(计算值)
	S	供电碳排放强度	tCO ₂ /MW·h													(计算值)
	T	供热碳排放强度	tCO ₂ /GJ													(计算值)
	U=G+J	机组二氧化碳排放量	tCO ₂													(合计值)
...		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) 供热比以 % 表示, 保留到小数点后两位, 如 12.34%;

e)供电煤（气）耗单位为 tce/MW*h 或 $10^4\text{Nm}^3/\text{MW}\cdot\text{h}$,供热煤（气）耗单位为 tce/GJ 或 $10^4\text{Nm}^3/\text{GJ}$,均保留到小数点后五位;

f)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;

g)供电碳排放强度单位为 $\text{tCO}_2/\text{MW}\cdot\text{h}$,供热碳排放强度单位为 tCO_2/GJ , 均保留到小数点后三位;

h)机组二氧化碳排放量单位为 tCO_2 ,四舍五入保留整数位。

*3 报送和存证下述必要的支撑材料:

a)对于供电量、供热量、负荷系数等各项生产数据, 提供每月电厂技术经济报表或生产报表（盖章扫描件）;

b)对于各项生产数据, 提供年度电厂技术经济报表或生产报表（盖章扫描件）;

c)对于按照标准要求计算的供电量, 提供体现计算过程的 Excel 表;

d)对于供热量涉及换算的, 提供包括增值相关参数的 Excel 计算表;

e)对于按照标准要求计算的供热比, 提供体现计算过程的 Excel 表;

f)根据选取的供热比计算方法提供相关参数证据材料（如蒸汽量、给水量、给水温度、蒸汽温度、蒸汽压力等）（盖章扫描件）;

g)对于运行小时数和负荷（出力）系数, 提供体现计算过程的 Excel 表。

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				未实测缺省值
			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	
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。

*2 按发电机组进行填报, 如果机组数量多于 1 个。应分别显示。

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	(示例: 燃煤、燃油、燃气)
	机组类别	(示例: 300MW 等级及以下常规燃煤机组)
	装机容量 (MW)	(示例: 300MW)
	锅炉类型	(示例: 煤粉炉)
...	汽轮机排汽冷却方式	(示例: 水冷)

*2 按发电机组进行填报，如果机组数量多于 1 个。应分别显示。

D.3 低位发热量和元素碳含量的确定方式											续表
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： 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； e) 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。											

附件 3

各类机组判定标准

表 1 纳入配额管理的机组判定标准

机组类别	判定标准
300MW 等级以上常规燃煤机组	以烟煤、褐煤、无烟煤等常规电煤为主体燃料且额定功率不低于 400MW 的发电机组
300MW 等级及以下常规燃煤机组	以烟煤、褐煤、无烟煤等常规电煤为主体燃料且额定功率低于 400MW 的发电机组
燃煤矸石、煤泥、水煤浆等非	以煤矸石、煤泥、水煤浆等非常规电煤为主体燃

常规燃煤机组（含燃煤循环流化床机组）	料（完整履约年度内，非常规燃料热量年均占比应超过 50%）的发电机组（含燃煤循环流化床机组）
燃气机组	以天然气为主体燃料（完整履约年度内，其他掺烧燃料热量年均占比不超过 10%）的发电机组

注：

- 1.合并填报机组按照最不利原则判定机组类别。
- 2.完整履约年度内，掺烧生物质（含垃圾、污泥等）热量年均占比不超过 10%的化石燃料机组，按照主体燃料判定机组类别。
- 3.完整履约年度内，混烧化石燃料（包括混烧自产二次能源热量年均占比不超过 10%）的发电机组，按照主体燃料判定机组类别。

表 2 暂不纳入配额管理的机组判定标准

机组类别	判定标准
生物质发电机组	1.纯生物质发电机组（含垃圾、污泥焚烧发电机组）
掺烧发电机组	2.生物质掺烧化石燃料机组： 完整履约年度内，掺烧化石燃料且生物质（含垃圾、污泥）燃料热量年均占比高于 50%的发电机组（含垃圾、污泥焚烧发电机组） 3.化石燃料掺烧生物质（含垃圾、污泥）机组： 完整履约年度内，掺烧生物质（含垃圾、污泥等）热量年均占比超过 10%且不高于 50%的化石燃料机组 4.化石燃料掺烧自产二次能源机组： 完整履约年度内，混烧自产二次能源热量年均占比超过 10%的化石燃料燃烧发电机组
特殊燃料发电机组	5.仅使用煤层气（煤矿瓦斯）、兰炭尾气、炭黑尾气、焦炉煤气（荒煤气）、高炉煤气、转炉煤气、石油伴生气、油页岩、油砂、可燃冰等特殊化石燃料的发电机组
使用自产资源发电机组	6.仅使用自产废气、尾气、煤气的发电机组
其他特殊发电机组	7.燃煤锅炉改造形成的燃气机组（直接改为燃气轮机的情形除外） 8.燃油机组、整体煤气化联合循环发电（IGCC）机组、内燃机组

2.2 关于印发《“十四五”生态保护监管规划》的通知

环生态〔2022〕15 号

各省、自治区、直辖市生态环境厅（局）、新疆生产建设兵团生态环境局，各直属单位：

为深入贯彻习近平生态文明思想，全面落实党中央、国务院“十四五”生态环境保护总体决策部署，深入推进“十四五”全国生态保护监管工作，我部编制了《“十四五”生态保护监管规划》。现印发给你们，请结合实际认真贯彻执行。

生态环境部

2022 年 3 月 1 日

生态环境部办公厅 2022 年 3 月 18 日印发

前 言

加强生态保护监管是提升生态系统质量和稳定性、守住自然生态安全边界、促进人与自然和谐共生的重要基础和保障，也是推进生态环境治理体系和治理能力现代化的重要任务。习近平总书记高度重视生态环境监管工作，强调“要加强系统监管和全过程监管，对破坏生态环境的行为决不手软，对生态环境违法犯罪行为严惩重罚”。党的十八大以来，党中央、国务院大力推进生态文明建设和生态环境保护，中央生态环境保护督察和“绿盾”自然保护地强化监督持续保持“高压”态势，有效遏制了生态破坏问题。生态保护监管政策制度不断完善，生态保护红线、自然保护地、生物多样性保护、生态文明示范建设等相关标准规范陆续出台，生态保护监管技术手段不断更新，生态状况定期调查评估制度基本建立，国家生态保护红线监管平台实现上线试运行，我国生态保护监管格局初步建立。

但同时，我国生态环境本底脆弱，局部区域生态系统质量不高、稳定性弱等问题突出，挤占和破坏重要生态系统和重要生态空间问题仍时有发生，生态安全形势依然严峻。生态保护监管法律法规和标准规范尚不健全，生态监测网络体系尚不完善，生态保护监管手段相对单一，生态保护监管能力依然薄弱。生态保护修复中形式主义问题凸显，生态保护认识尚需进一步提高。部门间协同联动、案件转送移交机制、陆海统筹的全过程生态保护监管机制仍需完善。“十四五”时期生态保护监管任务依然艰巨。

为深入贯彻习近平生态文明思想，全面落实党中央、国务院“十四五”生态环境保护的总体决策部署，落实新时期国家生态保护要求，切实履行指导协调和监督生态保护修复工作职责，全面推进“十四五”全国生态保护监管工作，依据《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》《中共中央办公厅 国务院办公厅关于进一步加强生物多样性保护的意见》和《生态环境部关于加强生态保护监管工作的意见》以及《“十四五”生态

环境保护规划》，编制本规划。

一、规划总则

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，以建立健全生态保护监管体系为主线，提升生态保护监管协同能力和基础保障能力，有序推进生态保护监管体系和监管能力现代化，守住自然生态安全边界，持续提升生态系统质量和稳定性，筑牢美丽中国根基。

（二）基本原则

依法履职，统一监管。坚持“监管者”的职责定位，强化依法对生态系统和自然生态空间的统一监管，加强对生态保护修复和不合理开发建设活动的监督。

问题导向，突出重点。针对生态保护监管链条的薄弱环节、监管工作中的短板问题，加强生态破坏突出问题监督，完善生态保护监督执法制度，提升生态保护监管能力。

上下联动，协同推进。构建中央与地方、部门间协同监管机制，提升生态保护监管协同能力，加强上下联动，统筹部署、协同推进，形成权责更加匹配、监管更加有力的生态保护监管体系。

落实责任，共建共享。推动地方政府落实主体责任，强化政府、部门、企业和公众共建共治，推动部门间数据共享，调动各方资源，形成全社会共同参与的生态保护监管合力。

（三）主要目标

到 2025 年，建立较为完善的生态保护监管政策制度和法规标准体系，初步建立全国生态监测监督评估网络，对重点区域开展常态化遥感监测，生态保护修复监督评估制度进一步健全，自然保护地、生态保护红线监管能力和生物多样性保护水平进一步提高，“绿盾”自然保护地强化监督专项行动范围全覆盖，自然保护地不合理开发活动基本得到遏制。国家生态保护红线监管平台上线运行，实现国家和地方互联互通。“53111”生态保护监管体系初见成效，基本形成与生态保护修复监管相匹配的指导、协调和监督体系，生态系统质量和稳定性得到提升，生态文明示范建设在引领区域生态环境保护和高质量发展中发挥更大作用。

专栏 1 “53111”生态保护监管体系

“5”：从全国、重点区域、生态保护红线、自然保护地、重点生态功能区县域 5 个方面建立多尺度生态监测和评估体系；

“3”：落实中央生态环境保护督察制度、生态保护监督执法制度和重点领域生态保护监管制度等 3 项制度；

“1”：组织实施“绿盾”自然保护地强化监督专项行动；

“1”：建设生态保护红线监管平台；

“1”：建设生态文明示范创建平台，包括国家生态文明建设示范区、“绿水青山就是金山银山”实践创新基地等生态文明示范创建工作。

二、深入开展重点区域监督性监测

持续加大生态保护红线和自然保护地监测力度，及时准确把握区域内自然生态系统质量和开发建设活动情况。进一步开展重点生态功能区、生态脆弱敏感区和人类活动集中分布区域监督性遥感测，为生态状况动态评估和生态保护监督执法奠定基础。

（一）强化生态保护红线和自然保护地监测

综合运用天地空一体化手段，定期开展生态保护红线和自然保护地的生态质量监测，对主要生态因子、重点生态问题和重要生态系统等进行综合监测。开展受保护的重点生物物种及其栖息地调查，及时掌握区域林地、灌丛、草地、湿地、荒漠等生态系统状况，摸清生态保护红线和自然保护地的生态环境本底、生态质量变化趋势及其主导因子。

建成国家生态保护红线监管平台，全面提升遥感影像处理、智能解译和分析评价能力，实现全国生态保护红线人类活动和重要生态系统每年一次遥感监测全覆盖，逐步对生态保护红线的面积、性质、功能及人类干扰活动开展常态化监测。重点监测矿产资源开发、工业开发、能源开发、旅游开发、交通开发以及陡坡垦殖、过度放牧、围填海、人造湖、破坏自然岸线等可能造成生态破坏的人类活动。

国家级自然保护区、国家公园每半年开展一次遥感监测，国家级自然公园每年开展一次遥感监测，及时掌握自然保护地内生态系统面积、结构和生物多样性状况。结合“绿盾”自然保护地强化监督专项行动，重点加强采矿采砂、工矿企业、核心区缓冲区旅游设施和水电设施四类重点问题，以及长江经济带国家级自然保护区设立后发生的采矿（石）、采砂、非法建设码头、开办工矿企业、挤占河（湖）岸、侵占湿地，以及核心区缓冲区内旅游开发和水电开发等八类重点问题监测。

生态保护红线和自然保护地监测手段以高分辨率卫星遥感影像、航空影像、野外调查观测等为基础，结合生态监测地面站点和无人机监测开展。各地针对重点区域和突出问题区域加大监测频次，推动开展实时监测。

（二）推进重点区域生态监测

进一步统筹考虑区域生态系统完整性、重要生态功能区、生态破坏问题可能发生的区域、全国重要生态系统保护和修复重大工程总体布局，形成 80 个生态保护监管重点区域（见附件 1）。这些区域主要分布在我国重要生态屏障区域和连接东中西、南北方的重要生态廊道区域，包括青藏高原高寒区、西北荒漠绿洲区、黄土高原水土流失防治区、云贵高原石漠化治理区，东北森林带、北方防沙带、燕山太行山地区、黄河流域、秦岭淮河地区、长江流域、南方丘陵地区和海岸带等区域。生态保护监管重点区域基本覆盖生态保护红线、自然保护地、生态功能重要区域、生态敏感脆弱区域、中央生态环境保护督察明确要求整改的区域。

有序推进生态保护监管重点区域森林、草原、河湖、湿地、荒漠等生态系统监测，以及区域独特生态系统状况和国家重点保护物种调查。对区域内生态系统格局、生态功能、生态系统质量和稳定性变化情况，以及生态空间内不合理开发活动影响进行监测。开展重点区域内已记录的野生哺乳类、鸟类、两栖类和蝶类等生态环境指示生物类群的物种多样性变化，以及原生生态系统群落建群种生物量监测。全面加强大熊猫、金丝猴、朱鹮、扬子鳄、长江江豚等珍稀濒危野生动物数量及其栖息地监测，强化沼泽湿地和珍稀候鸟迁徙地、繁殖地及其周边的各类开发建设活动监测。

推动海岸带和海洋生态本底调查，强化典型海洋生态系统常态化监测、近海生态趋势性监测、海洋生态灾害预警监测等，及时掌握人为活动、气候变化等对海洋生态系统影响。加强对重要海洋生态功能区、敏感区和脆弱区监测，强化海洋保护区保护对象变化情况监测，优化海洋生物多样性监测。

监测手段以高分辨率卫星遥感影像、航空影像等为基础，结合地面生态监测站（样线/样方）、海洋生态监测站、无人机、无人艇、红外相机等开展。加大中央生态环境保护督察明确要求整改的区域和生态破坏突出问题区域监测频次，开展跟踪监测，督促及时整改。

地方生态环境部门根据本行政区域内生态系统空间分布状况和区域主体功能定位，进一步补充、细化，明确本行政区域的生态保护监管重点区域，建立健全重点区域监测评估和监管工作机制。

专栏 2 生态保护监管重点区域

1、青藏高原高寒区

- (1) 三江源草原草甸湿地区
- (2) 祁连山冰川与水源涵养区
- (3) 若尔盖草原湿地区
- (4) 藏西北羌塘高原荒漠区
- (5) 阿尔金草原荒漠化防治区
- (6) 藏东南高原边缘森林区
- (7) 西藏“两江四河”沿线生态保护修复区
- (8) 帕米尔—喀喇昆仑山地水源涵养与生物多样性保护区
- (9) 珠穆朗玛峰生物多样性保护与水源涵养区
- (10) 川西北水源涵养与生物多样性保护区

2、西北荒漠绿洲区

- (11) 阿尔泰山森林草原区
- (12) 准噶尔盆地戈壁荒漠绿洲区
- (13) 天山水源涵养与生物多样性保护区
- (14) 塔里木河荒漠化防治区

(15) 黑河中下游防风固沙区

(16) 河西走廊防风固沙区

3、黄土高原水土流失防治区

(17) 黄土高原水土流失防治区

4、云贵高原石漠化治理区

(18) 川滇森林及生物多样性保护区

(19) 桂黔滇喀斯特石漠化防治区

(20) 大娄山区水源涵养与生物多样性保护区

(21) 滇西山生物多样性保护区

(22) 滇西北高原生物多样性保护与水源涵养区

(23) 川滇干热河谷土壤保持区

(24) 湘桂岩溶地区石漠化综合治理区

(25) 滇南生物多样性保护区

(26) 无量山-哀牢山生物多样性保护区

5、东北森林带

(27) 大小兴安岭水源涵养与生物多样性保护区

(28) 长白山水源涵养与生物多样性保护区

(29) 三江平原水源涵养区

(30) 松嫩平原生物多样性保护与洪水调蓄区

(31) 辽河源水源涵养区

6、北方防沙带

(32) 呼伦贝尔草原草甸区

(33) 科尔沁草原防风固沙区

(34) 鄂尔多斯高原防风固沙区

(35) 浑善达克沙漠化防治区

(36) 阴山北麓草原防风固沙区

(37) 贺兰山地防风固沙区

7、燕山太行山地区

(38) 太行山区土壤保持区

(39) 密云水库水源涵养区

(40) 坝上草原防风固沙区

(41) 白洋淀水源涵养区

8、黄河流域

(42) 甘南山地黄河水源补给区

- (43) 黄河中游水源涵养区
- (44) 黄河下游生物多样性保护区
- (45) 鲁中山区土壤保持区

9、秦岭淮河地区

- (46) 秦岭山地水源涵养与生物多样性保护区
- (47) 大巴山区生物多样性保护区
- (48) 洪泽湖洪水调蓄区
- (49) 淮河中游湿地洪水调蓄区
- (50) 骆马湖流域水源涵养与生物多样性保护区

10、长江流域

- (51) 大别山区水土保持区
- (52) 武陵山区生物多样性及水土保持区
- (53) 三峡库区水土保持区
- (54) 岷山-邛崃山-凉山生物多样性保护与水源涵养区
- (55) 江汉平原湖泊湿地洪水调蓄区
- (56) 洞庭湖洪水调蓄与生物多样性保护区
- (57) 鄱阳湖洪水调蓄与生物多样性保护区
- (58) 皖江湿地洪水调蓄区
- (59) 洪湖流域水源涵养与生物多样性保护区
- (60) 太平湖流域水源涵养与生物多样性保护区
- (61) 千岛湖及新安江上游流域区

11、南方丘陵带

- (62) 南岭山地森林及生物多样性保护区
- (63) 浙闽山地生物多样性保护与水源涵养区
- (64) 武夷山森林和生物多样性保护区
- (65) 天目山-怀玉山区水源涵养与生物多样性保护区
- (66) 罗霄山脉水源涵养与生物多样性保护区
- (67) 闽南山地水源涵养区
- (68) 云开大山水源涵养区
- (69) 大瑶山地生物多样性保护区
- (70) 西江上游水源涵养与土壤保持区

12、海岸带

- (71) 辽河三角洲湿地生物多样性保护区
- (72) 京津冀河口海岸区

- (73) 黄河三角洲湿地生物多样性保护区
- (74) 长江三角洲重要河口区生态保护和修复区
- (75) 苏北滨海湿地生物多样性保护区
- (76) 粤港澳大湾区生物多样性保护区
- (77) 北部湾滨海湿地生态系统保护和修复区
- (78) 海峡西岸重点海湾河口生态保护和修复区
- (79) 海南岛中部山区热带雨林区
- (80) 海南岛海岸带区

(三) 加强人类活动集中分布区域监测

以主要城市及城市群为基本单元，以京津冀、长三角、粤港澳大湾区、成渝地区双城经济圈等国家发展战略区域为重点，加强城镇建设和资源开发对生态系统占用情况遥感监测，以及城市内部生物多样性、生态廊道和绿地建设等监测。对长江上中下游、江河湖库、左右岸、干支流生态系统状况进行全面调查监测。对长江经济带、黄河流域和京津冀地区的生物多样性保护优先区域典型生态系统、重点物种、重要生物遗传资源开展调查和观测。

“十四五”时期，逐步推进每年一次国家重点发展战略区域生态监测，对高强度人类活动区域和重大工程影响区域适当增加监测频次，及时监控城镇建设和资源开发对生态系统的影响。监测手段以高分辨率卫星遥感影像、航空影像等为基础，结合生态监测地面站点监测数据开展。

三、推进生态状况及生态保护修复成效评估

基于生态系统调查监测数据，按照“看变化、找问题、查原因、提对策”的思路，不断完善全国生态状况评估报告制度，推进生态保护红线和自然保护地保护成效评估，逐步开展国家山水林田湖草沙一体化保护修复试点和重大生态保护修复工程实施成效监督评估。

(一) 定期开展全国生态状况遥感调查评估

以五年为一个周期，以卫星遥感数据为基础，结合野外实地核查验证与生态系统参数定量反演，对全国生态系统服务功能、质量变化情况开展评估，全面掌握我国生态状况变化的总体态势。及时发现区域生态系统退化等突出问题，评估主要生态问题分布范围和强度变化特征，探究生态状况变化原因，分析经济社会发展对生态系统的影响，形成生态问题清单和重大生态保护修复工程监管建议清单。开展全国重要生态系统和生物类群的分布格局、变化趋势评估，每五年发布全国生物多样性综合评估报告，更新《中国生物多样性红色名录》。

根据生态保护监管重点区域生态监测结果和区域生态破坏问题发生情况，有针对性地部分重点区域开展生态状况动态评估，评估周期依据监管需求进一步确定。评估内容包括生态功能和生态系统质量变化情况、重要生物物种及其栖息地保护成效、退化受损失

态系统保护修复成效、人类开发建设活动对生态系统影响以及突出生态破坏问题整改成效等方面。推动有条件的地区建立重点区域年度评估报告制度，及时掌握重点区域生态状况变化、生态保护修复成效和主要问题整改任务落实情况。

在全国重点生态功能区县域年度生态质量评价的基础上，逐步开展全国县域生态质量评价，客观掌握全国生态质量整体状况，以及区域生态格局、生态功能、生物多样性和生态胁迫等情况。分析县域生态质量评价结果及主要驱动因素，加强生态保护修复导向作用，为区域生态环境监督执法和国家重点生态功能区转移支付制度提供依据。基于县域生态质量评价，评估人类活动集中分布区域城镇建设和资源开发对生态系统的影响及趋势，对于造成重大不利影响的，及时反馈地方政府和相关部门，避免持续损害重要生态系统和生物物种。

（二）加强生态保护红线和自然保护地生态环境保护成效评估

根据相关技术规范要求，分别开展生态保护红线保护成效评估和自然保护地生态环境保护成效评估。在生态保护红线勘界落地、自然保护地优化调整，以国家公园为主体的自然保护地体系建设过程中，逐步规范生态保护红线和自然保护地生态环境保护成效评估。

按照“面积不减少、性质不改变、功能不降低”和严格监督管理的要求，兼顾通用性和差异性，建立完善生态保护红线生态环境监管指标体系，定期组织开展生态保护红线生态状况和保护成效评估。评估周期分为年度评估和五年评估，年度重点评估生态保护成效，五年重点评估水源涵养、水土保持、防风固沙、洪水调蓄、生物多样性维护等生态功能及其变化情况。

根据自然保护地类型、主要保护对象特征等，评估自然保护地的生态环境状况，及时掌握自然保护地生态环境保护成效情况。每五年组织开展一次国家级自然保护区生态环境保护成效评估，对存在生态环境变化敏感、人类活动干扰强度大、生态破坏问题突出等情况的国家级自然保护区，适当增加评估频次。推动地方建立本行政区域地方级自然保护地生态环境保护成效评估制度，定期组织开展地方级自然保护地生态环境保护成效评估。

（三）开展生态保护修复工程实施成效监督评估

按照“事前、事中、事后”的全过程监管思路，针对生态保护修复工程实施的关键环节，开展生态保护修复工程实施生态环境成效监督评估。“十四五”期间，逐步开展国家山水林田湖草沙一体化保护修复工程和重大生态保护修复工程实施成效监督评估。

建立健全生物多样性保护恢复成效评估标准体系，优先对长江流域重点区域的生物多样性保护修复工程开展评估。及时针对生态保护修复工程的布局合理性、选取保护修复模式与措施的科学性、工程实施后生态环境质量的改善和生态功能水平的提高情况进行评估，制止并防止生态保护修复中的形式主义行为。

四、完善生态保护监督执法制度

建立健全生态保护监管重点领域法律法规，建立健全生态保护监管标准规范体系，深

化“绿盾”自然保护地强化监督专项行动制度，完善生态保护联动执法机制，探索建立生态破坏问题监管机制，依法依规开展生态保护监督。

（一）健全重点领域政策法规与标准规范

推动生态保护红线、自然保护地、生物多样性保护和生物安全监管立法。推动制定京津冀地区、长江经济带、黄河流域、粤港澳大湾区、青藏高原等区域生态保护相关法规政策。推动地方政府围绕行政区域内的重要生态安全屏障区域和生态保护监管重点区域生态环境保护，探索制定生态保护相关法规制度。

完善生态保护红线、自然保护地、生物多样性保护和生态文明示范建设等重点领域的监督办法，明确监督内容和具体流程。加快制定生态保护红线生态环境监管办法，加强生态保护红线生态环境监管，压实严守生态保护红线责任。制定出台自然保护地生态环境问题台账管理规定、生态环境问题整改销号指导意见，进一步规范自然保护地生态环境监管工作。充分发挥中国生物多样性保护国家委员会的统筹协调作用，健全年度工作报告制度，提升全国生物多样性保护工作的管理水平。建立健全生物遗传资源获取与惠益分享制度，制定完善外来入侵物种名录和管理办法。

完善生态监测调查与评估、生态监测站点及样地建设、检查执法和督查考核等各项标准规范，支撑源头防控、过程监管、结果考核的全过程生态保护监管，推动生态保护修复监管规范化和制度化。

地方生态环境部门结合实际，进一步制定相关技术规范及实施细则，规范生态保护监管工作。

（二）充分发挥生态环境保护督察制度的监督作用

将生态环境保护监管的有关落实情况，纳入中央生态环境保护督察。加强对地方各级政府和部门的生态保护修复履责情况、开发建设活动生态环境影响监管情况的监督，依法查处突出生态破坏问题，并进行责任追究。

地方生态环境部门聚焦生态保护监管的重点区域、领域和突出生态环境问题，对标中央生态环境保护督察及“回头看”，督促责任部门履行好生态保护修复与监管职责。探索建立生态破坏突出问题整改销号、“贴蓝签挂黄牌亮红灯”等创新性制度措施，推动问题整改落地、落实。

（三）深化“绿盾”自然保护地强化监督

持续开展“绿盾”自然保护地强化监督专项行动。在国家级自然保护区强化监督的基础上，逐步扩大监督检查范围和深度，突出对国家级自然保护区以及长江经济带、黄河流域、秦岭、青藏高原等重要生态屏障区域的各级各类自然保护地监督，逐步将国家公园、自然公园纳入监督范围，压实地方党委、政府和有关部门的主体责任，遏制自然保护地内的各法违规行为。

建立强化监督的长效机制。建立依托国家生态保护红线监管平台开展的常态化监管、

定期现场检查监管相结合的一体化监管机制。以发现问题、推动整改为主线，加快完善自然保护区生态环境监管制度规范、生态环境监测评估体系，建立遥感监测、实地核查和台账管理工作机制。针对遥感监测发现的问题线索，要做到及时查处、及时跟踪调度、及时通报督办。

提高自然保护区监管的信息化、精细化水平。综合运用遥感、无人机等手段，提高自然保护区内生态环境违法违规问题发现识别能力。加强自然保护区遥感监测质量控制，强化监测监管技术协同增效，提高遥感监测的精准性和时效性。完善自然保护区生态环境监管系统，规范自然保护区生态破坏问题台账管理，提升自然保护区生态环境监管能力。

专栏3 推进“绿盾”自然保护区强化监督专项行动

紧盯关乎国家生态安全的重点区域，充分运用监管平台和相关技术，持续推进“绿盾”自然保护区强化监督专项行动，切实提高自然保护区监管水平。

监管区域：以国家级自然保护区和长江经济带、黄河流域、秦岭、青藏高原生态屏障区等重点区域各级各类自然保护区为重点，将国家公园和自然公园逐步纳入监督范围。

监管重点：抓典型、抓关键少数，对问题查处不力、整改缓慢、老问题未解决新问题又出现的地区采取公开通报、约谈、媒体曝光、挂牌督办等措施，推动问题彻底整改。严格自然保护区生态环境问题台账管理，明确整改时限和整改措施，严格落实整改销号制度。

监管平台：充分应用国家生态保护红线监管平台，完善自然保护区生态环境监管系统，加强自然保护区遥感监测质控，提高遥感监测的精准性和时效性。依托监管平台和大数据，提高违法违规问题发现识别能力。

（四）完善生态保护联动执法机制

推进《生态环境保护综合行政执法事项指导目录》实施，依法依规开展生态保护综合行政执法。推进生态环境保护综合行政执法改革，强化生态保护综合执法与相关执法队伍的协同联动，建立健全跨区域、跨部门联合执法机制，形成执法合力。加大生态环境综合行政执法力度，依法查处重要生态空间内违法违规开矿、采砂修路、筑坝、建设等对生态系统和野生动物主要栖息地造成破坏的行为。发现生态破坏违法问题涉及生态环境保护综合行政执法的，及时移交综合行政执法机构。

加强生态保护监管执法规范化建设。地方生态环境部门按照《关于优化生态环境保护执法方式提高执法效能的指导意见》，严格落实执法责任、优化执法方式、完善执法机制、规范执法行为，全面提高生态环境执法效能。

（五）探索建立生态破坏问题监管机制

建立生态破坏问题清单管理制度。基于全国和重点区域生态监测评估结果和各类督察执法结果，开展重大生态破坏事件判定和生态影响评估，建立生态破坏问题清单，将重大问题（线索）纳入国家生态保护红线监管平台进行实时监测监督与信息更新。

探索建立“发现问题-核实会商-移交查处-督促整改”的生态破坏问题监管机制。多途

径获取疑似生态破坏问题信息线索，加强国家、地方和第三方共同会商，由省级生态环境部门组织市、县级生态环境部门进行现场核查，并根据核查结果加强跟踪督促整改。

五、强化生态保护监管基础保障能力建设

构建完善国家生态监测网络体系，优化生态监测地面站点布局，持续推进生物多样性观测网络建设，加快建设生态保护监管平台，提升生态保护监管基础保障能力。

（一）建立完善生态质量监测网络体系

加强生态环境监测网络建设规划实施，依托生态环境监测站点建设，逐步建立覆盖生态保护红线、自然保护地、重点生态功能区和生物多样性保护优先区域等重要生态空间，涵盖森林、草原、湿地、重点湖库、海洋等重要生态系统和重要保护物种的生态质量监测网络体系。按照“一站多点（样地、样区）”的布局模式，采用共享共建、升级改造和新建相结合等多种方式，不断完善生态监测地面站点建设。“十四五”期间，布设约 300 个生态质量监测站点和监测样地样带，覆盖全国典型生态系统和重要生态空间。鼓励各地按照统一规范开展本区域生态质量监测，加密建设生态质量综合监测站和监测样地，逐步覆盖 80 个生态保护监管重点区域。围绕每个站点建设形成多类型的固定样地、样区，提升生态监测地面站点的综合能力。

梳理评估中国生态系统研究网络、中国陆地生态系统通量观测研究网络、中国科学院野外台站，以及生态环境系统的生态监测地面站点建设情况，分析 80 个生态保护监管重点区域的生态监测地面站点分布情况，加快完善生态监测地面站点建设（见附件 2）。针对重点区域已有中国科学院生态监测站点，推动开展联合共建、数据共享。针对西藏“两江四河”沿线、珠穆朗玛峰、滇西北、松嫩平原和长江三角洲等重点区域，依托区域内现有空气和地表水等监测站点增加生态监测指标，推进向生态质量综合监测站点的改造升级。针对川西北地区、湘桂岩溶地区、鲁中山区、淮河中游湿地和海峡西岸重点海湾河口等生态监测站点存在空缺的重点区域，推动生态质量综合监测站建设，系统提升生态地面监测覆盖范围。

以现有国家生态质量监测站、生物多样性野外观测站以及基于鸟类、大中型兽类、两栖类、蝴蝶等生态环境指示类群的物种多样性观测网络为基础，开展生物多样性野外观测站、样区的优化布局和建设，确定 500 个生物多样性观测样区，新建改建扩建形成 15-20 个国家生物多样性综合观测站，纳入生态质量综合监测站统筹建设。加大对亚洲象、绿孔雀等珍稀濒危野生动物及其生境和野猪等与人类生活存在潜在冲突的野生动物观测力度，加强对典型生态系统、物种迁徙和洄游通道等关键区域以及重要物种栖息地、重大工程项目所在区域生物多样性观测。

专栏 4 生物多样性观测网络建设

编制生物多样性保护重大工程十年规划，构建生物多样性保护空间体系，建立全国生物多样性观测网络和生物多样性数据库。主要集中于三个方面。

一是生物多样性遥感观测技术体系建设。利用卫星遥感和无人机航空遥感技术，重点对生物多样性保护优先区域、自然保护区、典型生态系统、重要物种栖息地等开展定期观测，观测资源开发与利用活动、生态破坏活动、重大工程建设、城镇及工矿建设、路网建设等人类干扰因素，初步形成天地空一体化的生物多样性观测技术体系。

二是生物多样性观测样区与站点建设。根据物种资源空间分布格局以及观测样区的典型性、重要性和代表性确定生物多样性观测样区，对主要生物类群开展常态化观测。在现有生态观测台站的基础上，通过新建改建扩建的方式建设国家生物多样性综合观测站，定位观测、研究生物多样性和生态系统功能，掌握生物多样性及其威胁因素的动态变化趋势。

三是生物多样性预警体系建设。开发预警预测模型和技术，整合和分析生物多样性观测数据，对物种灭绝风险、人类强烈干扰和突发自然灾害等开展预警。

完善生态监测运行机制。建立健全环境管理、环境监测、环境执法联动工作机制，支持第三方机构运用航空遥感、无人机等手段开展生态监测，引导社会力量参与生态监测数据开发利用与技术创新。加快国家与地方在遥感数据、实地核查、生态监测、“三线一单”、排污许可、项目审批等方面的信息共享和业务协同，强化生态监测数据对相关业务系统的支持。完善生态监测数据共享服务和合作开发机制。

（二）加快生态保护监管平台建设

深化生态保护监管平台业务应用。以生态保护红线监管平台为依托，加快建设综合监管平台，提升生态保护监管基础保障能力，强化对生态保护监管的支撑作用。

作为生态环境综合管理信息化平台的重要组成部分，加快国家生态保护红线监管平台建设，推动形成生态保护红线监管的“一个库”“一张图”“一张网”，统一集成和立体展示数据资源和监管成果，实现生态保护红线遥感监测、评估和预警功能。推动建立省级生态保护监管平台，实现国家和省级数据互联互通和业务协同，建立以县级行政区为基本单元的生态保护红线台账库，实施自上而下分层级监管。在国家生态保护红线监管平台框架下，建设海洋生态保护综合监管平台。

加强平台的生态监测评估业务应用，完善森林、灌丛、草地、湿地和海洋等生态系统质量及变化监测、生态系统稳定性评估等功能。利用人类活动监控成果、生态系统状况监测评估成果、生态风险监测预警成果以及生态资产统计核算成果等数据，完善生态保护成效评估功能及应用。定期对平台建设成效进行分析评估，持续完善平台相关业务功能。

提升平台综合监管能力。依托国家生态保护红线监管平台，加强与自然保护区生态环境监管、生物多样性调查观测、生态系统质量监测评估等业务数据库的整合集成，建立生态保护综合监管平台，提升生态保护与修复监测、生态系统质量调查评估、生态保护成效

评估和生态风险监测预警能力。完善生态保护综合监管平台的人类活动信息提取、人类活动监控等功能，强化对人类活动监管的业务应用，提高生态破坏问题的主动发现能力。

专栏 5 生态保护红线监管平台运行与互联互通

加快国家生态保护红线监管平台建设，推动形成生态保护红线监管的“一个库”“一张网”“一张图”，实现生态保护红线监管平台运行与互联互通。

“一个库”：开展生态保护红线相关数据的标准化和规范化处理，建立以县级行政区为基本单元的生态保护红线台账库。

“一张网”：地方新建或扩建形成地方监管节点，与国家平台实现互联互通，实现国家与地方在遥感数据、实地核查、生态观测、“三线一单”、排污许可、项目审批等方面的信息共享和业务协同。

“一张图”：以生态保护红线监管台账库和“一张网”为基础，以高分辨率遥感影像和数字高程模型为底图，统一集成并展示数据资源和监管成果，实现生态保护红线遥感监测、评估和预警功能。

（三）提升生态风险防控与预警能力

把生态风险防控纳入常态化监管范畴，重点加强生态破坏、生物安全、气象灾害和气候变化等引发的生态风险防范与预警，推动构建多领域、全过程的生态风险防范体系，提升生态风险防控与预警能力。

加强生态破坏风险防控与预警。严格落实环境影响评价制度，针对生态保护红线和自然保护地，以及生态环境敏感区域的开发建设项目，推动实施主体进行充分论证和生态影响评估，杜绝各类违反法律法规、“三线一单”生态环境分区管控和国土空间管控要求的开发建设项目。加强生态保护监管重点区域以及因人类活动导致

土地利用频繁变化区域的生态破坏风险防控与预警，降低开发建设可能造成的生态破坏风险，加强重大生态破坏事件的防控。加强噪声、光污染等可能威胁生态系统和物种安全的生态风险防控。

提升生物安全风险防控能力。建立健全生物技术环境安全评估与监管技术支撑体系，开展转基因生物环境安全跟踪监测与评价。推进生物遗传资源及其相关传统知识调查评估和生物遗传资源信息平台建设，推动完善获取、利用、进出境审批责任制和责任追究制，强化生物遗传资源对外提供和合作研究利用的监督管理。以生物多样性保护优先区域为重点，提升外来物种入侵防控水平。

提升自然灾害、气候变化引起的生态风险评估预警能力。重点关注冰川退缩、高海拔高寒地区物种和脆弱生态系统分布变化，暴风雪、洪涝、干旱等极端天气事件，强化气候变化对我国重要生态功能区、重要物种和脆弱生态系统的影响评估和风险预警。加强高影响气候事件和生态要素的预报预测能力建设，提升气象灾害防御、减缓气候变化应对能力。重视运用基于自然的解决方案适应气候变化，提出适应和减缓气候变化影响的对策建议。

六、提升生态保护监管协同能力

主动融入“减污、降碳、强生态”深入打好污染防治攻坚战总体布局，推动生态保护

监管与减污降碳协同增效，构建多元共治、全民参与的生态保护监管新格局，强化生态文明示范建设的协同引领作用，系统提升生态保护监管促进绿色发展的能力和贡献。

（一）推进减污降碳协同增效

通过加强生态保护监管，严守生态保护红线，严控生态空间占用，稳定现有森林、草原、湿地、海洋、土壤、冻土、岩溶等固碳作用。推动实施生态保护修复重大工程和大规模国土绿化行动，开展山水林田湖草沙一体化保护和修复，提升生态系统碳汇功能，强化生态保护与降碳协同增效。落实碳达峰、碳中和目标要求，积极推进陆地生态系统、海洋及海岸带等生态保护修复与适应气候变化协同增效。科学评估我国陆地生态系统的固碳功能，探索评估我国海岸带及近海生态系统固碳贡献，划定碳汇重点区域，明确碳储量高、碳汇能力强和固碳潜力大的生态系统分布区域。逐步开展生态系统碳汇认证与生态系统碳汇能力核算，实施生态保护修复碳汇成效监测评估，建立以空间管控和质量提升为目标的生态系统碳汇监管体系，持续巩固提升生态系统碳汇能力。

以改善生态环境质量为核心，推进生态保护与污染治理协同增效。大力推进生态保护监管重点区域的一体化保护修复治理，加强生态保护修复工程实施成效监督评估，提高生态保护修复质量。贯通生态保护监管与污染防治监管，以减污降碳协同增效提升生态保护综合监管能力，加大对环境污染导致的生态破坏等问题的督促整改，提升区域整体生态环境质量。

（二）强化示范建设协同引领

建立以生态文明建设示范区、“绿水青山就是金山银山”实践创新基地等为示范的生态文明示范建设体系。

强化示范建设的载体平台作用，推动全面落实生态保护监管目标任务。将示范建设作为推进国家重大战略及深入打好污染防治攻坚战、应对气候变化等重大任务的有力载体，以碳达峰、碳中和为总抓手，以完善生态文明制度、提升生态安全水平、优化生态空间、发展生态经济、推广生态生活方式、繁荣生态文化等为重点任务，推动绿色发展、高质量发展。以生态保护监管重点任务的完成情况作为重要考核内容，对于生态监测、评估和监督执法工作明显滞后的，或发生重特大生态破坏事件的区域，在生态文明建设示范创建申报时予以一票否决。

以生态保护监管促进生态文明示范建设。加强生态监测评估结果应用，对生态文明建设示范区的生态状况及生态质量进行动态监管，严格准入和退出机制，完善示范建设约束机制。不断完善国家生态文明建设示范区、“绿水青山就是金山银山”实践创新基地建设指标体系和管理规程。不断加大对西藏及青海、四川、云南、甘肃四省藏区生态文明示范建设支持力度。推动示范建设由个体示范向区域整体提升推进，为提升区域生态环境质量和绿色发展水平发挥更显著的引领带动作用。

完善生态文明示范建设激励机制。推动地方政府依托独特的自然资源禀赋，推动生态

优势转化为产业优势，建立生态产品价值实现机制，健全生态产品经营开发机制，推动生态产品价值核算结果在生态保护补偿、生态环境损害赔偿、生态资源权益交易等方面的应用，促进示范建设地区经济社会发展全面绿色转型。加大实践探索和总结推广，根据资源禀赋、发展阶段、区位条件、功能定位等特征，因地制宜探索符合自身条件的发展路径。系统总结典型案例，提炼“绿水青山就是金山银山”转化模式路径，加大宣传推广力度。

（三）加强社会公众协同参与

加大生态保护监管信息公开力度。按照“宜公开尽公开”的原则，进一步拓展生态保护监管信息公开的深度和广度，规范信息发布的内容、流程、权限、渠道，提高信息发布的权威性和公信力，提高社会公众的知晓度。

强化社会公众监督作用。建立多媒体发布渠道，加强生态保护监管理论知识科普宣传，保障公众知情权、参与权、监督权。完善公众监督和举报反馈机制，实行生态破坏违法行为举报奖励制度，支持检察机关和符合法定条件的社会组织开展环境公益诉讼。发挥好社会组织、社会公众和新闻媒体等监督作用，做好生态保护政策措施执行情况的评估监督工作。健全企业信用评价制度建设，有效衔接企事业单位生态环境保护信用评价、生态环境信息依法披露等制度。

提高公众参与监督意识。将国家重点实验室、国家生态保护红线监管平台、野外生态定位观测站、基层管护站等作为普及生态保护监管知识的重要阵地，定期向公众开放。通过生态保护主题宣传活动、知识讲座、专题培训等，提高公众的生态保护意识，积极营造全社会共同参与监督生态保护工作的良好氛围。

七、组织实施

（一）加强组织协调

各级生态环境部门是本规划实施的主体，加强对生态保护监管工作的统筹领导，推动将生态保护监管目标任务纳入生态环境保护规划、社会经济发展规划中。加强对区域生态保护修复专项规划、生态保护修复工程实施方案的指导与实施成效监督。按照本规划要求，建立健全跨部门统筹协调机制，强化部门联动协作，全面推进生态保护监管任务实施。

（二）落实地方责任

推动各级人民政府落实生态环境保护主体责任，加大生态保护监管力度，制定生态环境保护责任清单，依法明确和细化相关部门生态环境保护及监管责任。加大对生态监测评估、监督执法等结果应用，推动政府部门及有关企业落实生态保护修复责任。推动各部门在编制相关规划、计划、工作方案时，与本规划做好衔接。

（三）强化资金保障

充分利用现有资金投入渠道，加强对生态保护监管工作的支持力度。鼓励生态功能重要地区结合财力实际加大生态保护监管工作投入。鼓励社会力量积极参与生态保护监督，构建多元化的生态保护监管体系。

（四）加大科技支撑

支持生态监测预警、生态系统质量与稳定性评估、生态系统保护成效评估、受损生态系统修复、生物多样性保护等技术模式研发。推动生态保护监管新技术、新方法、新设备的研发和推广，积极引进高分遥感、无人机、移动终端等技术手段，保证生态保护监管的客观性、准确性和科学性。加强生态环境系统内相关专业技术人员队伍建设。定期开展培训，提升新形势下的生态保护监管能力。

附件 1

生态保护监管重点区域

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
1	三江源草原草甸湿地地区	位于青藏高原腹地，涉及青海省玉树、果洛、海西、海南、黄南5个藏族自治州以及四川省石渠县，面积约34万平方公里。	长江、黄河、澜沧江的源头区，具有重要的水源涵养功能和生物多样性维持功能。	重点对水土流失、水源涵养和生物多样性维护功能下降的区域不合理人类生产经营活动进行监督。加强对野牦牛、普氏原羚、马麝等特有珍稀物种种群及其栖息地的保护和监测监督。
2	祁连山冰川与水源涵养区	位于青海、甘肃交界处，主要涉及甘肃省张掖、酒泉、武威和青海省海南、海北、海西和海东等地市（州），面积约为13万平方公里。	冰川储量大，具有重要的水源涵养功能和生物多样性维持功能。	对退化草原修复、土地沙化修复、水土流失治理等区域开展监督，重点加强石羊河流域下游地区的生态保护和综合治理成效监督。对水源林、河源湿地、祁连山圆柏林、青海云杉林等生态系统和双峰驼、雪豹、盘羊、普氏原羚等重要物种及其栖息地开展监测。
3	若尔盖草原湿地地区	位于黄河与长江水系的分水地带，包括四川省阿坝县、若尔盖县、红原县，面积约为3万平方公里。	具有典型的高寒沼泽湿地生态系统，主要河流有嘎曲、墨曲和热曲。	加强重点区域荒漠化、沙化土地、黑土滩等退化草原综合治理和退化湿地及周边植被修复成效监督。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
4	藏西北羌塘高原荒漠区	地处青藏高原北部的羌塘高原，涉及西藏自治区的2个市（区）共10个县，面积约为38万平方公里。	高原荒漠生态系统保存较为完整，拥有藏羚羊、黑颈鹤等珍稀特有物种。	加强高原高寒草甸、湿地生态系统以及藏野驴、野牦牛、藏羚、藏原羚等重要物种及其栖息地的监测与生态状况评估。
5	阿尔金草原荒漠化防治区	位于青藏高原西北边缘，面积约为5万平方公里。	新疆乃至整个西北地区的重要生态屏障，土地沙漠化敏感程度极高。	加大对重要野生动物栖息地矿产资源开发等活动的监管，加强珍贵特有物种及其栖息地保护与修复的监测与评估。
6	藏东南高原边缘森林区	涉及西藏自治区墨脱县、察隅县、错那县，面积约为10万平方公里。	主要以分布在海拔900-2500米的亚热带常绿阔叶林为主，山高谷深，天然植被仍处于原始状态。	加强对天然植被和亚热带常绿阔叶林的生态监测和调查评估。
7	西藏“两江四河”沿线生态保护修复区	即雅鲁藏布江（中上游地区）、怒江、拉萨河、年楚河、雅砻河、狮泉河流域，涉及西藏的7个市（区）34个县，面积约31万平方公里。	南亚和东南亚主要河流的发源区域，也是青藏高原自然生态系统的重要脉络和核心纽带。	加大对“两江四河”沿线自然生态系统保护与综合整治成效监督。加强对局部区域草场退化、湿地萎缩、土地荒漠化、沙化等突出问题的治理修复监督。
8	帕米尔-喀喇昆仑山地水源涵养与生物多样性保护区	位于新疆西南部，帕米尔高原东部，喀喇昆仑山脉东延段，面积约10万平方公里。	世界山岳冰川最发达的地区，其积雪、冰川融水为我国第一大内流河塔里木河的重要水源。	加大对过度放牧、旅游开发、矿山开发等活动的监管力度。重点加强高海拔区冰川、中山、亚高山植物物种、雪豹、盘羊等珍稀濒危野生动物保护情况监督。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
9	珠穆朗玛峰生物多样性保护与水源涵养区	该区位于西藏日喀则地区的南部，面积约为3万平方公里。	野生植物资源独特而丰富，生物多样性保护极其重要，是雅鲁藏布江等河流的源头区。	加大对资源开发等活动的生态保护监管力度，减少高寒草原畜牧业强度，禁止矿山开发项目建设。加强孔雀、长臂猿、藏熊、雪豹、藏羚等保护监督。
10	川西北水源涵养与生物多样性保护区	该区位于四川省的西北部，面积约为18万平方公里。	长江重要支流雅砻江、大渡河、金沙江的源头区，也是黄河上游重要水源补给区。	强化水电开发与运行中的生态保护，严格监管支流小水电的无序开发活动。严格控制沼泽湿地疏干改造。
11	阿尔泰山森林草原区	该区域位于新疆北部，面积约为5万平方公里。	是额尔齐斯河和乌伦古河的发源地，对北疆地区绿洲开发、生态环境保护和发展具有较高的生态价值。	加强山地森林资源管护，禁止非保护性采伐。加强河流、湖泊、湿地保护和恢复监管。重点对泰加林、西伯利亚落叶松林等生态系统以及蒙古野驴、雪豹、河狸等重要物种及其栖息地开展生态监测和评估。
12	准噶尔盆地戈壁荒漠绿洲区	该区位于新疆北部，阿尔泰山与天山之间，面积约为6万平方公里。	我国西北最重要的荒漠生态系统和荒漠有蹄类野生动物保护区，生物多样性十分丰富。	加强自然保护区生态环境监测和生态保护成效监管。严格控制矿产资源开发、农业开发等人类活动。加强野骆驼、野驴、盘羊等荒漠、草原有蹄类动物保护和监管。
13	天山水源涵养与生物多样性保护区	该区位于天山山系的西段和中段，面积约为18万平方公里。	塔里木河支流阿克苏河等众多河流的源头，是平原绿洲的生命线，对维系天山两侧绿洲农业和城镇发展具有极其重要的作用。	加强塔里木河支流阿克苏河等众多河流源头区保护和监管力度，加大天然林保护力度。加大矿产资源开发监管力度。加强雪岭云杉林、黑松林、高山松林等生态系统以及雪豹、北山羊、金雕、新疆北鲵等重要物种及其栖息地的保护和监管。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
14	塔里木河荒漠化防治区	该区位于塔里木河流域，面积约为4万平方公里。	沙漠化敏感性和盐渍化敏感性极高，防风固沙功能极为重要。	对绿洲开发强度进行严格监管。重点对胡杨林、灰杨林、柽柳林等荒漠生态系统以及双峰驼、塔里木马鹿、鹅喉羚、塔里木兔等重要物种及其栖息地开展监测。
15	黑河中下游防风固沙区	位于黑河中下游冲积平原和三角洲内，面积约为1万平方公里。	沙漠化敏感性和盐渍化敏感性高，防风固沙功能极为重要。	重点开展人工绿洲扩展、灌溉农业、过度放牧等活动的监管。
16	河西走廊防风固沙区	主要包括甘肃省14个县（市、区），面积约为13万平方公里。	干旱、半干旱地区，荒漠占比大，水资源匮乏，生态环境面临严重威胁。	重点对天然胡杨林、柽柳林和草甸植被开展退化林修复成效评估。加强对荒漠化地区特有的天然梭梭林、胡杨林、四合木、沙地柏、肉苁蓉等物种的保护和监管。
17	黄土高原水土流失防治区	该区位于黄土高原地区，面积约为14万平方公里。	水土流失和土地沙漠化敏感性高，是我国水土流失最严重的地区，土壤保持极重要区域。	加强对油、气、煤等资源开发活动的监管，控制开发强度。加强对林草植被保护和修复、小流域综合治理、沙区生态防护体系等成效评估。加强对褐马鸡等特有雉类、鹤类、雁鸭类、鹇类及其栖息地的保护和监管。
18	川滇森林及生物多样性保护区	包括四川省34个县和云南省13个县，面积约为30万平方公里。	原始森林和野生珍稀动植物资源丰富，在生物多样性维护方面具有十分重要的意义。	加强生物多样性和多种珍稀动植物基因库监测，加强大熊猫、羚牛、金丝猴等重要物种的栖息地保护成效监管，加强原始森林植被状况监测评估。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
19	桂黔滇喀斯特石漠化防治区	该区位于西南喀斯特山区，面积约为11万平方公里。	生态系统极其脆弱，水土流失敏感性程度高。	开展天然林保护、封山育林育草、人工造林（种草）、退耕还林还草、草地改良、水土保持和土地综合整治的实施成效监督评估。
20	大娄山区水源涵养与生物多样性保护区	该区位于川滇黔交界处，面积约为3万平方公里。	赤水河与乌江水系、横江水系的分水岭以及重要水源涵养区。	重点对该区域的赤水河流域粗放型小企业、小作坊无序发展问题进行规范监督。
21	滇西山生物多样性保护区	该区位于云南省西部，澜沧江沿岸，面积约为3万平方公里。	植物资源丰富，珍稀濒危植物繁多，以起源古老的孑遗植物为主，是我国重要的生物多样性保护区。	加强对森林砍伐、水电资源开发、不合理的土地利用等粗放型人类活动的监管力度。加强对珍稀濒危动植物物种及其栖息地的监测和保护成效监督评估。
22	滇西北高原生物多样性保护与水源涵养区	该区位于云南西北部，与四川西藏交界的横断山脉分布区，面积约为6万平方公里。	珍稀野生动植物种类丰富，其中三江并流区为世界级的物种基因库，是我国乃至世界生物多样性重点保护区域。	加强对包石栎林、川滇冷杉林、川西云杉林、高山松林等生态系统以及贡山润楠、金铁锁、平当树、大熊猫、滇金丝猴等重要物种及其栖息地的保护和监管。
23	川滇干热河谷土壤保持区	该区位于四川与云南交界的金沙江下游河谷区，面积约为6万平方公里。	以干热河谷稀疏灌丛为基带的山地生态系统十分脆弱，水土流失敏感性程度高。	开展退耕还林还草等生态修复与建设工程实施成效监督评估。加强对干热河谷区生态状况的监测评估。
24	湘桂岩溶地区石漠化综合治理区	该区地处贵州高原向湘西、桂北丘陵的过渡地带，总面积约16万平方公里。	生态系统极其脆弱，水土流失敏感度高，生态系统重建难度极大。	重点对石漠化治理、封山育林育草、人工造林（种草）、退耕还林还草、草原改良、土地综合整治等生态修复成效监督评估。加大野生稻、金钱松等珍稀濒危野生植物种质资源保护及瑶山鳄蜥、白头叶猴等野生动物栖息地的监测与评估。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
25	滇南生物多样性保护区	该区位于云南省最南端，面积约为3万平方公里。	该地区有“动物王国”、“植物王国”和“物种基因库”之称。	加强自然保护区内兰科植物、云南金钱槭、华盖木、印度野牛、白颊长臂猿、印支虎等重要物种及其栖息地的保护和监管。
26	无量山-哀牢山生物多样性保护区	该区位于云南省中部，面积约为3万平方公里。	物种丰富，被誉为“天然绿色宝库”和“天然物种基因库”。	加强热带雨林和季雨林的生态状况监测和监管。
27	大小兴安岭水源涵养与生物多样性保护区	该区位于我国东北边陲，总面积约24万平方公里。小兴安岭区纵贯黑龙江省中北部，总面积约9万平方公里。	生态区位重要，是黑龙江、松花江、嫩江等水系的重要源头和水源涵养区。	对毁林、毁湿地开垦造地和大规模“超采”滥伐现象进行严格监管。重点对兴安落叶松林、樟子松林、鱼鳞云杉林等寒温带针叶林以及驼鹿、马鹿、原麝、紫貂、黑熊、猓、中国林蛙、黑龙江林蛙、白枕鹤、丹顶鹤等重要物种及其栖息地进行监测和监管。
28	长白山水源涵养与生物多样性保护区	该区域位于我国东北部边境，面积约为14万平方公里。	野生动植物种类丰富，特有物种数量多，是世界少有的“生态博物馆”和“物种基因库”，也是我国生物多样性保护重要区域。	重点加强对天然林非保护性采伐等活动的监管。重点加强温带落叶阔叶林生态系统以及红松、东北红豆杉、松茸、东北虎等重要物种及其栖息地的保护和监管。
29	三江平原水源涵养区	该区位于黑龙江省松花江下游及其与乌苏里江汇合处，面积约为3万平方公里。	我国平原地区沼泽分布最大、最集中的地区之一，自然湿地面积大，湿地生态系统类型多样，是具有国际意义的湿地。	加强对不合理围垦、矿产资源过度开发、过度放牧、水利工程建设等活动的监管。重点对红松林、沼泽湿地等生态系统以及东北虎、丹顶鹤、白鹤、白枕鹤等重要物种及其栖息地开展监测和评估。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
30	松嫩平原生物多样性保护与洪水调蓄区	该区位于松嫩平原的嫩江中下游及其与松花江交汇处，面积约为4万平方公里。	湿地资源丰富，建有多个湿地类型的国家级自然保护区，对保护全球生物多样性发挥着不可替代的作用。	加强对不合理围垦、过度开发、过度放牧、水利工程建设等活动的监管力度。重点对沼泽湿地生态系统以及丹顶鹤、白鹤、白枕鹤、东方白鹳等重要物种及其栖息地开展监测和评估。
31	辽河源水源涵养区	位于辽河上游的老哈河和西拉木伦河上游，面积约为5万平方公里。	具有重要的涵养水源功能，另外在土壤保护和生物多样性保护方面也有重要作用。	加大对草原过牧、水利工程项目、矿产资源开发等活动的监管力度。开展对退化生态系统恢复重建的成效监督评估。
32	呼伦贝尔草原草甸区	该区位于内蒙古高原东北部的海拉尔盆地及其周边地区，面积约为4万平方公里。	地处温带—寒温带气候区，沙漠化敏感性程度较高。	开展退牧还草实施情况、草场退化沙化防治的监管。加强水土流失和荒漠化防治、呼伦湖等重要河湖生态健康恢复情况的监管。
33	科尔沁草原防风固沙区	该区位于内蒙古东部，面积约为4万平方公里。	处于温带半湿润与半干旱过渡带，属于沙漠化极敏感和防风固沙极重要区域。	对退牧还草、人工种草实施情况，水土流失和荒漠化防治进行监管。加强典型草原草甸生态系统以及丹顶鹤、白鹤、黑鹳等重要物种及其栖息地的监管。
34	鄂尔多斯高原防风固沙区	主要涉及内蒙古鄂尔多斯、乌海，陕西榆林，宁夏银川、吴忠等，面积约为11万平方公里。	发育了以沙生植被为主的草原植被类型，土地沙漠化敏感程度极高，是我国防风固沙重要区域。	加强对矿产资源开发、草地生态系统退化状况、土地沙化程度以及防风固沙工程项目实施的监管。
35	浑善达克沙漠化防治区	该区主要涉及内蒙古锡林郭勒、乌兰察布、赤峰等盟（市），以及河北承德，面积约为19万平方公里。	沙漠化敏感性程度极高，属于防风固沙重要区，是北京市乃至华北地区主要沙尘暴源区。	加强对退牧还草、人工种草实施情况，退化草原和已垦草原治理情况的监管；加强草甸草原、沙地疏林草原、河谷湿地等生态系统以及黑鹳、丹顶鹤、白枕鹤等重要物种及其栖息地保护的监管。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
36	阴山北麓草原防风固沙区	主要涉及内蒙古乌兰察布、巴彦淖尔、包头、呼和浩特市，面积约10万平方公里。	沙漠化敏感性程度极高，是主要风沙源之一，属于防风固沙重要区。	开展退化草原和已垦草原治理情况监管。加强对荒漠生态系统以及四合木、沙冬青、半月花、棉刺等重要物种及其栖息地的保护和监管。
37	贺兰山地防风固沙区	贺兰山位于宁夏回族自治区与内蒙古自治区交界处。	贺兰山是我国一条重要的自然地理分界线，对银川平原发展成为“塞北江南”有着显赫功劳。	加大封山育林、退牧还林的措施实施，加强水源涵养林、防护林建设和退化林修复、防风固沙体系建设以及水土流失情况等的监管。
38	太行山区土壤保持区	位于河北省、山西省与河南省交界地区，面积约为5万平方公里。	太行山是黄土高原与华北平原的分水岭，是海河及其他诸多河流的发源地。	加强对自然资源开发的监管。加强白皮松林、华山松林、辽东栎林等暖温带落叶阔叶林生态系统以及华北落叶松、褐马鸡、猕猴等重要物种及其栖息地保护和监管。
39	密云水库水源涵养区	位于燕山群山丘陵之中，面积约2万平方公里。	京津冀北部生态屏障的关键区域，是首都北京最重要地表饮用水水源地。	重点对矿山修复成效和旅游开发活动等进行监督。
40	坝上草原防风固沙区	是河北省向内蒙古高原过渡的地带，面积约350平方公里。	坝上草原拥有生态、地貌的多样性。	重点对过度放牧、开发建设等人类活动进行监管。开展草原生态系统生态状况监测和评估。
41	白洋淀水源涵养区	属海河流域大清河南支水系湖泊，总面积约366平方公里。	河北省最大的湖泊，雄安新区发展所依赖的重要水体。	重点对水利工程、围垦农耕、湖区生产、石油开采、地热开发、旅游开发、航道航运等人类活动进行监管。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
42	甘南山地黄河水源补给区	地处青藏高原东北缘与黄土高原西过渡地段，面积约为3万平方公里。	黄河重要水源补给区，具有重要的水源涵养、土壤保持和生物多样性保护功能。	加强超载过牧等活动的监管力度。对退化草地修复成效进行监督评估。开展生态极脆弱区生态状况监测。
43	黄河中游水源涵养区	位于河南省西北部黄河中下游段，黄河湿地国家级自然保护区面积680平方公里。	具有丰富的生态系统多样性，不但具有河流湿地特征，同时还具有库塘湿地和沼泽湿地的特征。	重点加强对黄河湿地生态系统及其珍稀濒危野生水禽的保护和监管。
44	黄河下游生物多样性保护区	位于我国的华北平原，面积约为2万平方公里。	是保护湿地生态系统生物多样性的重点区域。	加强生物多样性保护，严格限制自发修建生产堤等无序活动，依法打击非法采土、盗挖河砂、私搭乱建等行为。
45	鲁中山区土壤保持区	位于山东中部，面积约4万平方公里。	水土流失敏感，是土壤保持重要区域。	加大对不合理的毁林种果树、地下水资源开采过度、过度农垦等活动的监管力度。
46	秦岭山地水源涵养与生物多样性保护区	西起甘肃临洮，中贯陕西省南部，东抵河南鲁山，涉及甘肃、陕西、河南55个县。	秦岭是我国生态安全战略格局的重要组成部分，是长江与黄河流域的分水岭及重要水源补给地。	全面加强珍稀濒危物种栖息地保护和恢复情况的监管，切实开展生态系统质量提升、生态功能改善情况的监管，加强矿山生态破坏、违建别墅等问题的监管。
47	大巴山区生物多样性保护区	包括米仓山、大巴山、神农架等山地，涉及湖北、陕西、四川、重庆、河南22个县。	处于我国横断山脉与秦岭过渡地带，是我国生态安全战略格局的重要组成部分。	加强大巴山松林、包石栎林等生态系统以及崖柏、红腹锦鸡、大鲵等重要物种及其栖息地的保护和监管。加强水土流失治理、水源涵养功能改善、矿山生态破坏问题的监管。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
48	洪泽湖洪水调蓄区	位于江苏省境内，面积为2876平方公里。	淮河中下游结合部，降水量较为丰沛。	开展退田还湖实施和洪水调蓄情况的监管。重点对围垦、非法采砂等人类活动进行监督。
49	淮河中游湿地洪水调蓄区	主要涉及安徽省阜阳、六安和合肥，面积为3686平方公里。	分布有多个喇叭形湖泊或低洼地，具有拦蓄洪水功能，对保证沿岸大堤和一些区域重要城市的防洪安全具有重要作用。	开展洪水调蓄生态功能提升，湖泊湿地和生物多样性保护情况的监管。
50	骆马湖流域水源涵养与生物多样性保护区	黄淮冲积平原的河滩及河谷平原区域，面积约5万平方公里。	骆马湖是调蓄沂、沭、泗洪水的大型防洪蓄水水库，同时也是南水北调的重要中转站。	重点对非法采砂等人类活动进行监管。加强对重点保护物种及其栖息地的监测。
51	大别山区水土保持区	位于河南、湖北、安徽3省交界处，面积约为3万平方公里。	长江水系和淮河水系诸多中小型河流的发源地以及水源涵养区，也是淮河流域、长江下游的重要水源补给区。	加强森林生态系统水源涵养和水土保持功能及物种栖息地保护情况的监管。
52	武陵山区生物多样性及水土保持区	地跨湖北、湖南、贵州、重庆、广西5省（区、市），面积约为19万平方公里。	东亚亚热带植物区系分布核心区，又是长江支流清江和澧水的发源地，水源涵养和水土保持功能极其重要。	加强森林资源开发利用、水土流失、石漠化、野生动植物栖息地破坏情况的监管。
53	三峡库区水土保持区	主要涉及湖北宜昌、恩施，以及重庆巫山等，面积约为5万平方公里。	地处中亚热带季风湿润气候区，山高坡陡、降雨强度大，是三峡水库水环境保护的重要区域。	加强森林植被破坏、水源涵养变化、库区水土流失治理及库区消落带生态保护修复情况的监管。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
54	岷山-邛崃山-凉山生物多样性保护与水源涵养区	四川盆地西部的岷山、邛崃山和凉山分布区，面积约为12万平方公里。	白龙江、涪江等多条河流的水源地，也是我国乃至世界生物多样性保护重要区域。	加大天然林保护和自然保护区建设与管护力度，加强水土流失治理、退耕还林工程实施及野生动植物栖息地退化状况的监管。
55	江汉平原湖泊湿地洪水调蓄区	位于湖北省荆州，面积为4570平方公里。	对调节长江洪水、保障长江下游的防洪安全具有重要的作用。	加强洪水调蓄、水源涵养、生物多样性保护等情况的监管。加强过度开垦，湖泊湿地生态系统受损情况监督。
56	洞庭湖洪水调蓄与生物多样性保护区	该区涉及湖南岳阳、益阳、常德3个市，面积为5216平方公里。	长江中游的天然洪水调蓄库，对长江流域的生态安全具有十分重要的作用。	加强湿地自然保护区洪水调蓄能力改善情况监管。加强河湖湿地生态系统以及珍稀水禽、淡水豚类、麋鹿等重要物种及其栖息地的保护监管。
57	鄱阳湖洪水调蓄与生物多样性保护区	该区位于江西省北部鄱阳湖及其周边湿地分布区，面积约为1万平方公里。	是我国第一大淡水湖，是长江流域最大的洪水调蓄区；同时也是国际重要湿地和世界著名的候鸟越冬场所。	开展退田还湖实施和洪水调蓄情况的监管；加强渔业资源与水生生物多样性保护的监管；加强湖泊、河湖湿地生态系统以及白鹤、小天鹅等重要物种及其栖息地保护的监管。
58	皖江湿地洪水调蓄区	位于安徽省沿长江两岸地区，面积约为1万平方公里。	以湖积平原为主，地势低洼，是我国重要的水产品生产区。	加强湿地水源涵养、洪水调蓄和泄洪能力改善的监管。
59	洪湖流域水源涵养与生物多样性保护区	位于湖北省南部洪湖市、监利县之间，面积8265平方公里。	洪湖是中国第七大淡水湖，具有供水、灌溉、湿地生物栖息地等多种功能。	加强湖泊非法养殖和填湖占湖问题的监管。
60	太平湖流域水源涵养与生物多样性保护区	位于安徽省黄山境内，面积2800平方公里。	具有重要的景观资源和湖泊湿地资源。	加大景观资源和湖泊湿地资源的保护，进一步修复湖泊岸线景观和生态功能，加强松、柏、檀等树木保护情况的监管。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
61	千岛湖及新安江上游流域区	涉及安徽黄山、宣城和浙江建德、淳安等地，面积约1万平方公里。	千岛湖是我国长三角地区最大的淡水人工湖和重要的水源地。	重点对填湖造地、旅游开发、违建别墅等人类活动进行监管。
62	南岭山地森林及生物多样性保护区	涉及广东11个县，广西4个县，湖南9个县，面积约7万平方公里。	发育了以亚热带常绿阔叶林和针叶林为主的植被类型，生物多样性丰富。	加强水土保持、矿山生态恢复治理和土地综合整治等监管力度。加强冷杉林、银杉林等生态系统以及福建柏、瑶山鳄蜥等重要物种及其栖息地的监管。
63	浙闽山地生物多样性保护与水源涵养区	该区主要涉及浙江温州、丽水、衢州，江西上饶、鹰潭、抚州和福建南平、宁德，面积约为4万平方公里。	华东地区森林面积保存较大和生物多样性最丰富的区域之一，是我国生物多样性重点保护区域。	加强花岗岩等矿产资源开发监管力度；加强对森林生态系统和生物多样性保护成效的监管。
64	武夷山森林和生物多样性保护区	该区地跨福建、江西两省，面积约为8万平方公里。	是我国生物多样性重点保护区域，同时也是重要的水源涵养区。	加强矿产开发的监管，加大台湾松林、白皮松林等生态系统以及百山祖冷杉、云豹等重要物种及其栖息地监管力度。
65	天目山—杯玉山区水源涵养与生物多样性保护区	该区位于浙江、安徽和江西3省交界处，面积约为6万平方公里。	我国东部地区重要河流钱塘江的发源地，具有重要水源涵养功能。	开展森林生态系统破碎化情况、物种多样性保护和水源涵养功能改善情况的监管。加大对台湾松林、苦槠林、青冈林等森林生态系统以及黄山梅、白颈长尾雉等重要物种及其栖息地的监管力度。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
66	罗霄山脉水源涵养与生物多样性保护区	该区位于湖南和江西的交界地区，面积约为5万平方公里。	湘江、赣江及北江部分水系的分水岭和发源地，具有重要水源涵养与生物多样性保护功能。	加强自然保护地建设情况、花岗岩等矿产资源开发情况以及水土流失综合治理成效的监管力度。
67	闽南山地水源涵养区	该区位于福建南部，是福建省内主要河流的发源地，面积约为2万平方公里。	以中亚热带原生性森林生态系统为主，是重要的水源涵养区，也是我国生物多样性重点保护区域。	加强对森林资源利用情况、矿产资源开发情况、水土流失治理和水源涵养能力改善成效的监管力度。
68	云开大山水源涵养区	该区位于广东西部与广西东部交界区域，面积约4万平方公里。	是珠江重要支流西江重要水源补给区，水土流失敏感性程度极高。	加强对森林资源利用情况、矿产资源开发情况、水土流失治理和水源涵养能力改善成效的监管力度。
69	大瑶山地生物多样性保护区	该区位于广西壮族自治区东部，面积约为2万平方公里。	植被垂直地带性分布明显，是银杉和树蕨等国家一类保护植物主要分布区。	加强天然林破坏监督力度，开展水土流失综合治理和成效监督评估；控制人工经济林种植面积，加大矿产资源开发监管力度。
70	西江上游水源涵养与土壤保持区	该区位于西江上游，面积约为6万平方公里。	以亚热带常绿阔叶林为主，生物资源丰富，是珠江水系重要的水源涵养区。	加强矿产资源开发、过度砍伐森林等监管力度；加大叉叶苏铁、格木、广西火桐、白头叶猴、冠斑犀鸟、斑林狸等重要物种及其栖息地的保护和监管。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
71	辽河三角洲湿地生物多样性保护区	该区域位于辽宁省辽河下游三角洲地带，面积为3994平方公里。	是丹顶鹤、黑嘴鸥等鸟类迁徙的重要停留栖息地，是湿地生物多样性保护极重要区域。	加强自然保护区生态环境监管力度；加强石油开发等生态破坏行为的监管。开展小流域生态综合整治及成效监督评估，控制人工经济林发展规模，严防生态破坏问题。
72	京津冀河口海岸区	涉及天津市、河北省秦皇岛、唐山、沧州市，海岸线640多公里。	中国北部沿海的黄金海岸，不仅有众多的天然良港，还有数千平方公里的未利用土地。	监管重点为开展岸线整治修复及保护，合理调度流域水资源，保障河口生态需水量。
73	黄河三角洲湿地生物多样性保护区	该区域地处黄河下游入海处三角洲地带，面积约为3800平方公里。	生物多样性较为丰富，是珍稀濒危鸟类的迁徙中转站和栖息地，是保护湿地生态系统生物多样性的重点区域。	加强湿地开发监管，严格控制石油开发生产用地扩张及其环境污染；对旅游和农业发展模式严格监管，防止人类活动造成生态破坏，强化海岸线开发行为的监管。
74	长江三角洲重要河口区生态保护和修复区	长江三角洲地处长江入海口，涉及江苏、上海、浙江。	我国最大的河流入海口，是中纬度太平洋区域生物多样性最丰富的河口。	推动重点海湾综合整治成效监督评估，提高海堤生态化水平。加强江豚、中华鲟等珍稀濒危野生动植物及栖息地的保护和监管，加强重要湿地保护修复成效监督评估。
75	苏北滨海湿地生物多样性保护区	该区域位于江苏省东部沿海滩涂地带，面积为3485平方公里。	近海岸滩涂湿地生态系统主要分布区，湿地生物多样性较为丰富。	加大滩涂开发导致的岸线、海域等生态破坏情况监管力度，加强自然保护区生态环境监管。

序号	重点区域	空间范围	区域特点	监督要点
76	粤港澳大湾区生物多样性保护区	地处珠江流域入海口，覆盖粤港澳大湾区的广州、深圳、珠海、惠州、东莞、中山、江门及汕尾等海岸带区域。	地处南海经济圈，内嵌于珠江三角洲核心地带，是构筑丝绸之路经济带和21世纪海上丝绸之路对接融汇的重要支撑区。	推进海湾整治成效监督评估，加强海岸线保护与管控，构建生态廊道和生物多样性保护网络，加强对红树林、珊瑚礁以及受损滨海湿地和珍稀濒危物种关键栖息地的保护和修复成效监督评估。
77	北部湾滨海湿地生态系统保护和修复区	该区域位于中国南海的西北部，涉及广东省、广西壮族自治区，主要覆盖广西（含防城港、钦州、北海）沿岸以及雷州半岛海域。	拥有红树林、珊瑚礁和海草床三类最典型滨海湿地生态系统，在维持区域海洋生态系统平衡、保护生物多样性、维持南方典型海洋生态系统方面发挥着重要作用。	对破坏红树林的行为开展监督，加强重点海湾环境综合治理成效监督评估，开展北仑河口、山口、雷州半岛西部等地区红树林生态系统以及徐闻、涠洲岛珊瑚礁、北海、防城港等地海草床的保护修复成效监督评估，严防互花米草入侵。
78	海峡西岸重要海湾河口生态保护和修复区	该区域地处我国东南沿海，面积约3万平方公里。	我国海湾最多、海岸线曲折率最高的区域，在我国海洋生物多样性维持和海水产品供给等方面发挥着至关重要的作用。	加强兴化湾、厦门湾、泉州湾、东山湾等半封闭海湾、侵蚀岸线及重要河口修复和成效评估，重点在漳江口、九龙江口等地实施红树林保护修复，推进南麂列岛、南澎列岛等岛群的生物多样性保护监管。
79	海南岛中部山区热带雨林区	该区域位于海南省中部，面积约1万平方公里。	植被类型主要有热带雨林、季雨林和山地常绿阔叶林，是我国生物多样性保护重要区域。	加强自然保护区生态环境监管力度，严格监管开发天然林等活动，加强海南苏铁、海南梧桐、海南油杉、海南坡鹿等重要物种及其栖息地保护和监管。
80	海南岛海岸带区	主要包括海口、万宁、三亚地区的海岸带区域，面积约0.52万平方公里。	陆地和海洋交汇地带，有着重要的生态价值，也是生态环境较为脆弱地区。	加大房地产开发、海水养殖无序发展对海岸岸线的生态破坏情况以及红树林退化与修复的监管，加强海洋和自然保护区保护。

附件 2

国家生态监测站点分布

序号	重点区域	监测站点	建设单位
1	三江源草原草甸湿地地区	称多县珍秦乡草地监测点	中国环境监测总站
2		隆宝湿山草地监测点	
3		窝赛乡草地监测点	
4		玛沁山坡高寒草甸监测点	
5		玉树市隆宝草地监测点	
6		北巴滩草地监测点	
7		兴海曲什安草地监测点	
8		河卡山草地监测点	
9		治曲乡草地监测点	

序号	重点区域	监测站点	建设单位
10	祁连山冰川与水源涵养区	共和三塔拉草地监测点	中国环境监测总站
11		青海湖流域草地生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
12		海北草地生态系统生态遥感地面站	
13		祁连山冰川与生态环境综合观测研究站	中科院
14	若尔盖草原湿地地区	若尔盖生态监测站	中科院
15	藏西北羌塘高原荒漠区	阿里荒漠综合观测研究站	中科院
16	阿尔金草原荒漠化防治区	青藏高原北麓河冻土工程与环境综合观测研究站	中科院
17	藏东南高原边缘森林区	西藏藏东南高山环境综合观测研究站	中科院
18	西藏“两江四河”沿线生态保护修复区	那曲高寒气候环境观测研究站	中科院
19	帕米尔-喀喇昆仑山地水源涵养与生物多样性保护区	慕士塔格西风带环境综合观测研究站	中科院
20	珠穆朗玛峰生物多样性保护与水源涵养区	西藏珠穆朗玛大气与环境综合观测研究站	中科院
21	川西北水源涵养与生物多样性保护区	拟新建	
22	阿尔泰山森林草原区	阿勒泰草原区生态地面定位监测点	中科院

序号	重点区域	监测站点	建设单位
23	准噶尔盆地戈壁-荒漠-绿洲区	国家环境保护准噶尔荒漠绿洲交错区科学观测研究站	中国环境科学研究院
24	天山水源涵养与生物多样性保护区	库鲁斯台草原区生态地面定位监测点	中国环境监测总站
25		伊犁草原区生态地面定位监测点	中国环境监测总站
26		阜康荒漠生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
27	塔里木河荒漠化防治区	策勒荒漠生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
28	黑河中下游防风固沙区	阿拉善生态环境监测站	中国环境监测总站
29	河西走廊防风固沙区	甘肃民勤荒漠草地生态系统国家野外科学观测研究站	中科院
30	黄土高原水土流失防治区	陕西长武农田生态系统国家野外科学观测研究站	中科院
31		陕西安塞农田生态系统国家野外科学观测研究站	中科院
32		固原生态实验站	中科院
33	川滇森林及生物多样性区	贡嘎山森林生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
34		茂县森林生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
35	桂黔滇喀斯特石漠化防治区	普定喀斯特生态系统观测研究站	中科院
36	大娄山区水源涵养与生物多样性保护区	赤水河流域生态环境观测研究站	生态环境部华南环境科学研究所
37	滇西山生物多样性保护区	哀牢山亚热带森林生态系统研究站	中科院

序号	重点区域	监测站点	建设单位
38	滇西北高原生物多样性保护与水源涵养区	玉龙雪山冰川与环境观测研究站	中科院
39	川滇干热河谷土壤保持区	元谋干热河谷沟蚀崩塌观测研究站	中科院
40	湘桂岩溶地区石漠化综合治理区	拟新建	
41	滇南生物多样性保护区	西双版纳森林生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
42	无量山-哀牢山生物多样性保护区	哀牢山森林生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
43	大小兴安岭水源涵养与生物多样性保护区	内蒙古大兴安岭森林生态系统国家野外科学观测研究站	中科院
44	长白山水源涵养与生物多样性保护区	吉林省长白山生态环境监测中心	中国环境监测总站
45		清原森林生态实验站	中科院
46		吉林抚松长白山森林生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
47	三江平原水源涵养区	三江湿地生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
48	松嫩平原生物多样性保护与洪水调蓄区	海沦农业生态实验站	中科院
49	辽河源水源涵养区	辽宁铁岭莲花湖湿地生态监测站	中国环境监测总站
50	太行山区土壤保持区	河北太行山山地生态试验站	中科院
51	密云水库水源涵养区	中国遥感卫星地面站-北京密云站	中科院

序号	重点区域	监测站点	建设单位
52	坝上草原防风固沙区	拟新建	
53	白洋淀水源涵养区	华北浅水湖泊湿地生态系统野外科学观测研究站	河北雄安新区生态环境局
54	甘南山地黄河水源补给区	甘南藏族自治州草原生态系统地面监测站	中国环境监测总站
55	黄河中游水源涵养区	拟新建	
56	黄河下游生物多样性保护区	河南封丘农田生态系统国家野外科学观测研究站	中科院
57	鲁中山区土壤保持区	拟新建	
58	秦岭山地水源涵养与生物多样性保护区	丹江口水库生态监测站	中国环境监测总站
59	大巴山区生物多样性保护区	神农架森林生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
60		神农架生物多样性定位研究站	中科院
61	皖江湿地洪水调蓄区	升金湖湿地观测站	中科院
62	淮河中游湿地洪水调蓄区	拟新建	
63	骆马湖流域水源涵养与生物多样性保护区	拟新建	
64	洪泽湖洪水调蓄区	淮安研究中心	中科院
65	大别山区水土保持区	巢湖湿地生态系统地面监测站	中国环境监测总站

序号	重点区域	监测站点	建设单位
66	武陵山区生物多样性及水土保持区	会同森林生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
67	三峡库区水土保持区	三峡库区水土保持与环境研究站	中科院
68	岷山-邛崃山-凉山生物多样性保护与水源涵养区	四川贡嘎山森林生态系统国家野外科学观测研究站	中科院
69	江汉平原湖泊湿地洪水调蓄区	湖北东湖水系生态系统国家野外科学观测研究站	中科院
70		香溪河生态环境科学观测研究站	中科院
71	洞庭湖洪水调蓄与生物多样性保护区	洞庭湖湿地生态系统地面定位监测站	中国环境监测总站
72		国家环境保护洞庭湖科学观测研究站	中国环境科学研究院
73	鄱阳湖洪水调蓄与生物多样性保护区	江西鄱阳湖湿地生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
74	洪湖流域水源涵养与生物多样性保护区	拟新建	
75	太平湖流域水源涵养与生物多样性保护区	拟新建	
76	千岛湖及新安江上游流域区	浙江钱江源森林生物多样性国家野外科学观测研究站	中科院
77	呼伦贝尔草原草甸区	呼伦贝尔生态环境监测站	中国环境监测总站
78		呼伦贝尔森林草原交错区科学观测研究站	中国环境科学研究院
79		呼伦湖湿地生态环境科学观测研究站	生态环境部南京环境科学研究所
80		内蒙古草地生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心

序号	重点区域	监测站点	建设单位
81	科尔沁草原防风固沙区	奈曼荒漠生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
82	鄂尔多斯高原防风固沙区	鄂尔多斯荒漠生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
83	浑善达克沙漠化防治区	锡林郭勒生态环境监测站	中国环境监测总站
84		锡林郭勒盟多伦县环境监测站	中国环境监测总站
85		包头市达茂联合旗环境保护监测站	中国环境监测总站
86		克什克腾旗环境保护局监测站	中国环境监测总站
87	阴山北麓草原防风固沙区	四子王旗分局生态环境监测站	中国环境监测总站
88	贺兰山地防风固沙区	宁夏贺兰山森林生态系统国家定位观测研究站	宁夏贺兰山国家级自然保护区管理局
89	南岭山地森林及生物多样性保护区	南岭森林生态系统监测站	中国环境监测总站
90	浙闽山地生物多样性保护与水源涵养区	古田山森林生物多样性与气候变化研究站	中科院
91	武夷山森林和生物多样性保护区	福建武夷山森林生态系统国家定位观测研究站	武夷山国家级自然保护区管理局
92		武夷山生态环境科学观测研究站	生态环境部南京环境科学研究所
93	天目山—怀玉山区水源涵养与生物多样性保护区	黄山森林生态监测站	中国环境监测总站
94		浦阳江湿地生态监测站	中国环境监测总站
95	罗霄山脉水源涵养与生物多样性保护区	拟新建	

序号	重点区域	监测站点	建设单位
96	闽南山地水源涵养区	拟新建	
97	云开大山水源涵养区	鼎湖山森林生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
98		鹤山森林生态系统生态遥感地面站	生态环境部卫星环境应用中心
99	大瑶山地生物多样性保护区	阳朔喀斯特生态地面定位监测站	中国环境监测总站
100	西江上游水源涵养与土壤保持区	文州市环境监测站	中国环境监测总站
101		环江喀斯特生态系统观测研究站	中科院
102	辽河三角洲湿地生物多样性保护区	辽河口滨海湿地站	国家海洋监测中心
103	京津冀河口海岸区	北京京津冀区域生态环境变化与综合治理国家野外科学观测研究站	中科院
104		京津冀及周边大气环境科学综合观测研究站	中国环境科学研究院
105	黄河三角洲湿地多样保护保护区	黄河三角洲滨海湿地生态试验站	中科院
106	长江三角洲重要河口区生态保护和修复区	淡水生态与生物技术宁波实验室	中科院
107		长三角区域大气复合污染上海淀山湖科学观测研究站	上海市环境监测中心
108	苏北滨海湿地生物多样性保护区	拟新建	

序号	重点区域	监测站点	建设单位
109	粤港澳大湾区生物多样性保护区	深圳城市生态观测站	中国环境监测总站
110		快速城市化地区生态环境观测研究站	深圳市环境监测中心站
111		雷州半岛红树林湿地生态系统监测站	中国环境监测总站
112		珠三角城市群生态系统观测研究站（广州站）	生态环境部华南环境科学研究所
113		粤港澳水生态环境风险科学观测研究站（高功能饮用水源科学观测研究站）	生态环境部华南环境科学研究所
114	北部湾滨海湿地生态系统保护和修复区	广西滨海红树林生态地面定位监测站	中国环境监测总站
115	海峡西岸重点海湾河口生态保护和修复区	拟新建	
116	海南岛中部山区热带雨林区	海南中部山区热带雨林生态地面综合站	中国环境监测总站
117		海南农业面源污染防治工作站	生态环境部华南环境科学研究所
118	海南岛海岸带区	海南三亚站	国家海洋监测中心
119		海南西沙海洋环境国家野外科学观测研究站	中科院

2.3 关于做好全国碳市场第一个履约周期后续相关工作的通知

环办便函〔2022〕58号

各省、自治区、直辖市生态环境厅（局），新疆生产建设兵团生态环境局：

根据《碳排放权交易管理办法（试行）》相关规定，结合全国碳市场第一个履约周期相关工作安排，现就全国碳市场第一个履约周期后续相关工作事项通知如下：

一、抓紧时间完成本行政区域全国碳市场第一个履约周期未按时足额清缴配额的重点排放单位的限期改正和处理工作。请组织重点排放单位生产经营场所所在地设区的市级生态环境主管部门，于2022年2月28日前完成本行政区域未按时足额清缴配额重点排放单位的责令限期改正，依法立案处罚。

二、组织做好本行政区域全国碳市场第一个履约周期重点排放单位配额清缴完成和处理信息公开相关工作。根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，对未按时足额清缴碳排放配额的重点排放单位处罚信息，由作出处罚的生态环境主管部门依据《关于在生态环境系统推进行政执法公示制度执法全过程记录制度重大执法决定法制审核制度的实施意见》的相关规定，向社会公布执法机关、执法对象、执法类别、执法结论等信息。请组织落实并在2022年4月29日前通过你单位官方网站公开本行政区域全国碳市场第一个履约周期重点排放单位碳排放配额清缴完成和处罚情况汇总表（见附件），并同步报送我部应对气候变化司。

特此通知。

联系人：生态环境部应对气候变化司朱磊

电话：（010）65645638

附件：XX省（区、市）全国碳市场第一个履约周期重点排放单位碳排放配额清缴完成和处理情况汇总表

生态环境部办公厅

2022年2月15日

（此件社会公开）

抄送：湖北碳排放权交易中心。

附件

**XX省（区、市）全国碳市场第一个履约周期重点
 排放单位碳排放配额清缴完成和处理情况汇总表**

序号	重点排放单位名称	是否完成履约	未完成履约的 是否已作出处罚	备注
1				
2				
3				
4				
.				
.				
.				

2.4 关于印发《企业环境信息依法披露格式准则》的通知

各省、自治区、直辖市生态环境厅（局），新疆生产建设兵团生态环境局：

为深化环境信息依法披露制度改革，落实《环境信息依法披露制度改革方案》和《企业环境信息依法披露管理办法》要求，细化企业环境信息依法披露内容，规范环境信息依法披露格式，我部制定了《企业环境信息依法披露格式准则》。现印发给你们，请遵照执行。

生态环境部办公厅

2021 年 12 月 31 日

（此件社会公开）

抄送：最高人民法院、最高人民检察院办公厅，发展改革委、工业和信息化部、民政部、司法部、人民银行、国资委、证监会办公厅。

生态环境部办公厅 2022 年 1 月 4 日印发

企业环境信息依法披露格式准则

第一章 总 则

第一条 根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国清洁生产促进法》等法律法规及《环境信息依法披露制度改革方案》《企业环境信息依法披露管理办法》的规定，为规范企业年度环境信息依法披露报告（以下简称年度报告）和临时环境信息依法披露报告（以下简称临时报告）的编制，制定本准则。

第二条 企业应当按照以下要求编制年度报告和临时报告，保障报告的规范性。

（一）相关环境信息的表述应当真实、准确、客观，不得作出误导性判断，不得含有夸大、欺诈、误导或内容不准确、不客观的词句；

（二）使用的术语应当符合相关法律法规、规范标准等规定和行业规范、行业惯例等约定；

（三）涉及排放量等较为重要的数据，测算数据时使用的监测、核算等相关方法应当符合生态环境保护相关领域的法律法规、规范标准等规定和行业规范、行业惯例等约定，如无相关可参考的环保或行业规范的，应当说明具体的选取方法和选取理由；

（四）使用的数字应当采用阿拉伯数字，重量单位、体积单位、浓度单位、强度单位、毒性单位、货币金额等除特别说明外，应当使用符合国内标准和计量习惯的单位；

（五）使用的语言、表述应当通俗易懂，便于公众理解，增强报告的易读、易懂性；

（六）应当遵循企业环境信息依法披露和排污许可等行业分类的有关规定，企业可以

增加披露所使用的其他的行业分类规范、数据、资料作为参考。

第三条 重点排污单位年度报告应当至少包含本准则第四条至第十九条、第二十一条至第二十四条规定的环境信息。

实施强制性清洁生产审核的企业年度报告应当至少包含本准则第四条至第二十四条规定的环境信息。

符合《企业环境信息依法披露管理办法》规定情形的上市公司及合并报表范围内的各层级子公司（以下简称上市公司）和发行企业债券、公司债券、非金融企业债务融资工具的企业（以下简称发债企业），属于重点排污单位或实施强制性清洁生产审核的企业，应当按照上述条款披露环境信息，同时披露第二十五条规定的环境信息。

上市公司和发债企业依法设置排污口但不属于重点排污单位和实施强制性清洁生产审核的企业，应当按照重点排污单位相关要求披露环境信息，同时披露第二十五条规定的环境信息。

上市公司和发债企业依法不设置排污口的，年度报告应当至少包含本准则第四条至第八条、第十六条至第十七条、第二十三条至第二十五条规定的环境信息，以及第九条、第十条、第十二条至第十五条、第十九条、第二十一条、第二十二条涉及的环境信息。

第二章 年度报告

第一节 目录和名词解释

第四条 年度报告封面应当载明企业的中文名称、统一社会信用代码、报告年度、编制日期等。

年度报告扉页应当刊登如下承诺：企业负责人保证年度报告内容的真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并承担相应的法律责任。

主管环保工作负责人或环保机构负责人保证年度报告中环保信息及数据的真实、准确、完整。

第五条 企业应当依据相关标准或技术规范文件，对可能造成公众理解障碍或者具有特定含义的术语作出准确、通俗易懂的解释。

第二节 关键环境信息提要

第六条 企业应当对遵守生态环境法律法规情况、生态环境行政许可变更情况、污染物排放以及碳排放情况进行摘要说明，包括但不限于以下信息：

（一）年度生态环境行政许可变更，包括新获得、变更、延续、撤销和正在申请等情况；

（二）年度主要污染物排放和碳排放情况，包括各种污染物的实际排放量，工业固体废物和危险废物的产生量及利用处置量，有毒有害物质的排放量，碳排放量等；

（三）年度受到的生态环境行政处罚、司法判决等情况。

第三节 企业基本信息

第七条 企业应当披露以下基本信息：

（一）中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式等；

（二）属于国有企业、民营企业、外资企业、集体企业、上市公司、发债企业等企业性质，以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况；

（三）主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况。

第四节 企业环境管理信息

第八条 企业应当披露有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可证、废弃电器电子产品处理资格许可等）的相关信息：

（一）许可名称、编号、获得许可的审批文件、核发机关、获取时间和有效期限；

（二）主要许可事项。

第九条 企业应当披露环境保护税缴纳信息：

（一）环境保护税分税目缴纳额、实际缴纳总额；

（二）依法依规享受税收减征或免征的情况。

第十条 企业应当披露依法投保环境污染责任保险信息。

第十一条 企业应当披露环保信用评价等级。年度环保信用评价等级有变化的，应当全部披露。

第五节 污染物产生、治理与排放信息

第十二条 企业应当披露安装和运行的全部污染防治设施信息：

（一）污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号；

（二）年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；

（三）污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

第十三条 企业应当披露主要水污染物、大气污染物排放相关信息（包括有组织排放和无组织排放）：

（一）水污染物和大气污染物排污口的数量；主要排污口各项污染物的实际排放总量、水污染物日均浓度的年度平均值、大气污染物小时浓度的年度平均值；各排污口安装污染源在线自动监测设备及与生态环境部门联网情况；

（二）无组织排放监测点位名称，各监测点位主要水污染物和大气污染物实际排放总量、实际排放浓度；

（三）全年生产天数、自行监测天数（次数）、达标次数、超标次数；委托的第三方

检（监）测机构进行自行监测的，应当提供第三方机构名称、资质等相关信息。

第十四条 企业应当披露工业固体废物的产生、贮存、流向和利用处置信息：

- （一）名称、种类、成分、等级（一类或二类一般工业固体废物）；
- （二）产生量、贮存量、利用处置方式和利用处置量；
- （三）一般工业固体废物贮存、处置场所或设施的类型（一类或二类）、面积、累计贮存量 and 经纬度坐标等；
- （四）委托他人利用处置的，应当提供受托方名称、资格和技术能力，以及一般工业固体废物运输、利用、处置情况。

企业应当披露危险废物的产生和利用处置信息（包含企业自行利用处置危险废物和委托外单位利用处置危险废物）：

- （一）名称、废物代码、主要有害成分、危险特性等情况；
- （二）产生量、贮存量、利用处置方式与利用处置量、累计贮存量；
- （三）贮存、处置场所或设施的面积和经纬度坐标等；
- （四）委托他人利用处置的，应当提供受托方名称、资质以及危险废物转移联单。

第十五条 企业应当依据《有毒有害大气污染物名录》《有毒有害水污染物名录》《优先控制化学品名录》等，披露排放的有毒有害物质的名称、形态（液体、气体、固体）、毒性、排放浓度、排放总量等情况。

第十六条 企业应当披露噪声排放监测点位名称、位置、执行标准、排放限值、实际排放值等信息。

第十七条 企业应当披露施工扬尘、装卸物料采取的防治扬尘污染的主要措施。

第十八条 属于排污许可管理的企业，应当披露排污许可证执行报告应编制公开的次数、实际编制公开的次数和发布信息。

第六节 碳排放信息

第十九条 纳入碳排放权交易市场配额管理的温室气体重点排放单位应当披露碳排放相关信息：

- （一）年度碳实际排放量及上一年度实际排放量；
- （二）配额清缴情况；
- （三）依据温室气体排放核算与报告标准或技术规范，披露排放设施、核算方法等信息。

第七节 强制性清洁生产审核信息

第二十条 企业应当披露强制性清洁生产审核信息：

- （一）实施强制性清洁生产审核的原因；
- （二）强制性清洁生产审核的实施情况、评估与验收结果。

第八节 生态环境应急信息

第二十一条 企业应当披露生态环境应急信息：

- （一）突发环境事件应急预案及备案机关、备案编号；
- （二）现有生态环境应急资源；
- （三）突发环境事件发生及处置情况。

第二十二条 京津冀及周边地区、汾渭平原等区域应当采取重污染天气应急措施的企业，应当披露重污染天气应急响应情况，包括响应时段、预警等级、绩效分级结果、预警措施要求、措施实际执行情况等信息。

第九节 生态环境违法信息

第二十三条 企业应当披露受到的生态环境行政处罚信息，包括行政处罚决定书下达时间、处罚部门、行政处罚决定书文号、行政处罚决定书原文等信息。

企业应当披露受到的生态环境司法判决信息，包括判决书下达时间、判决机关、判决书文号、判决书原文等信息。生态环境司法判决包括因针对企业的环境行政行为（包括许可、处罚和强制措施）引发的行政诉讼裁判；因企业污染环境和破坏生态行为引发的行政、民事公益诉讼和生态环境损害赔偿诉讼的裁判调解以及磋商；因企业污染环境和破坏生态引发的侵权民事诉讼的裁判。

第十节 本年度临时报告情况

第二十四条 企业应当就环境信息临时披露情况，披露年度临时报告发布数量和主要情况等信息。

第十一节 相关投融资的生态环保信息

第二十五条 上市公司通过发行股票、债券、存托凭证、中期票据、短期融资券、超短期融资券、资产证券化、银行贷款等形式进行融资的，应当披露融资形式、金额、投向等信息，以及融资所投项目的应对气候变化、生态环境保护等相关信息。

发债企业通过发行股票、债券、存托凭证、可交换债、中期票据、短期融资券、超短期融资券、资产证券化、银行贷款等形式进行融资的，应当披露融资形式、金额、投向等信息，以及融资所投项目的应对气候变化、生态环境保护等相关信息。

应对气候变化、生态环境保护等相关信息披露参照本准则第八条、第十二条至第十七条、第十九条、第二十一条至第二十四条等条款所涉及的内容。

第三章 临时报告

第二十六条 临时报告封面应当载明企业的中文名称、统一社会信用代码、报告时间等，临时报告封面载明的报告时间不得早于实际披露时间。

临时报告扉页应当刊登如下承诺：企业负责人保证临时报告内容的真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并承担相应的法律责任。

主管环保工作负责人或环保机构负责人保证临时报告中环保信息及数据的真实、准确、

完整。

第二十七条 企业应当披露以下基本信息：

（一）中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式等；

（二）属于国有企业、民营企业、外资企业、集体企业、上市公司、发债企业等企业性质，以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况。

第二十八条 企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可证、废弃电器电子产品处理资格许可等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息。

企业应当就受到的生态环境行政处罚情况，披露行政处罚决定书下达时间、处罚部门、行政处罚决定书文号、行政处罚决定书原文等信息。

企业应当就受到的生态环境司法判决，披露判决书下达时间、判决机关、判决书文号、判决书原文等信息。

企业应当就生态环境损害赔偿协议，披露协议签订时间、生态环境损害事实、生态环境损害赔偿协议原文等信息。

企业应当就发生的突发环境事件，披露突发环境事件发生的时间、地点、主要污染物、最终认定等级等信息。

企业对已披露的环境信息进行变更时，应当披露变更事项、变更内容、主要依据。

第四章 附 则

第二十九条 事业单位依法披露环境信息的，参照本准则执行。

第三十条 本准则由生态环境部负责解释。

第三十一条 本准则自 2022 年 2 月 8 日起施行。

2.5 关于高效统筹疫情防控和经济社会发展调整 2022 年企业温室气体排放报告管理相关重点工作任务的通知

各省、自治区、直辖市生态环境厅（局），新疆生产建设兵团生态环境局：

为全面贯彻落实党中央、国务院关于高效统筹疫情防控和经济社会发展的决策部署，切实为企业纾困解难，针对全国碳排放权交易市场部分重点排放单位因疫情影响造成的煤质分析样品送检难、现场核查难等实际情况，现对《关于做好 2022 年企业温室气体排放报告管理相关重点工作的通知》（以下简称《报送通知》）部分任务要求进行调整，推动全国碳排放权交易市场健康有序发展，有关事项通知如下。

一、延长 2021 年度发电行业重点排放单位碳排放核查等工作的完成时限

《报送通知》要求，各地应于 2022 年 6 月 30 日前完成对发电行业重点排放单位 2021 年度排放报告的核查、确定并公开 2022 年度重点排放单位名录等工作。考虑到疫情影响，各地可延至 2022 年 9 月底前完成上述工作。

二、调整发电行业重点排放单位碳排放相关参数取值方式

发电行业重点排放单位 2021、2022 年度碳排放相关参数的取值方式按照以下情形作出调整：

（一）元素碳含量年度实测月份为 3 个月及以上的重点排放单位，可使用当年度已实测月份数据的算术平均值替代缺失月份数据。

（二）元素碳含量年度实测月份不足 3 个月的，缺失月份燃煤单位热值含碳量使用缺省值。该缺省值由《报送通知》规定的 0.03356 tC/GJ 调整为不区分煤种的 0.03085tC/GJ。缺失月份燃煤低位发热量可依序按入炉煤、入厂煤或供应商煤质检测结果取值。

三、扎实做好各项相关工作

（一）加大政策宣贯和培训力度。各地要做好政策的宣传和解读，确保发电行业每一家重点排放单位第一时间掌握相关政策。执行过程中遇到的相关问题，请及时向我部（应对气候变化司）反馈。

（二）指导重点排放单位做好排放报告调整。组织需调整 2021 年度排放报告的重点排放单位，于 2022 年 6 月 30 日前通过环境信息平台申请报告退回，并按要求修改相关信息后重新提交 2021 年度排放报告。

（三）严厉打击数据弄虚作假行为。强化碳排放数据日常监管，对查实存在元素碳含量数据虚报、瞒报的重点排放单位，在问题处置及整改中，其燃煤单位热值含碳量仍采用 0.03356 tC/GJ 的高限值。

联系人：生态环境部气候司刘文博、张保留

电话：（010）65645641、65645640

生态环境部办公厅
2022年6月7日

（此件社会公开）

抄送：碳达峰碳中和工作领导小组办公室综合组，国家能源局综合司，中国电力企业联合会、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团有限公司。



2.6 关于印发《国家适应气候变化战略 2035》的通知

环气候〔2022〕41 号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团生态环境厅（局）、发展改革委、科技厅（委、局）、财政厅（局）、自然资源主管部门、住房和城乡建设厅（委、局）、交通运输厅（局、委）、水利（水务）厅（局）、农业农村厅（局、委）、文化和旅游厅（局）、卫生健康委、应急管理厅（局）、气象局、能源局、林草局，人民银行上海总部、各分行、营业管理部、各省会（首府）城市中心支行：

为贯彻实施积极应对气候变化国家战略，强化适应气候变化行动举措，有效防范气候变化不利影响和风险，我们研究制定了《国家适应气候变化战略 2035》，现印发给你们，请认真贯彻执行。各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团生态环境厅（局）要根据战略要求，牵头研究编制省级适应气候变化行动方案，并会同有关部门做好组织实施。

生态环境部 国家发展和改革委员会
科学技术部 财政部
自然资源部 住房和城乡建设部
交通运输部 水利部
农业农村部 文化和旅游部
国家卫生健康委员会 应急管理部
中国人民银行 中国科学院
中国气象局 国家能源局
国家林业和草原局
2022 年 5 月 10 日

（此件社会公开）

生态环境部办公厅 2022 年 6 月 7 日印发

附件：

国家适应气候变化战略 2035

前 言

近百年来，受人类活动和自然因素的共同影响，世界正经历着以全球变暖为显著特征的气候变化。国际社会已日益认识到气候变暖对人类当代及未来生存与发展造成的严重威胁和挑战，采取积极措施应对气候变化已成为全球共识。减缓和适应是应对气候变化的两

大策略，二者相辅相成，缺一不可。减缓是指通过能源、工业等经济系统和自然生态系统较长时间的调整，减少温室气体排放，增加碳汇，以稳定和降低大气温室气体浓度，减缓气候变化速率。在此过程中，已经发生的气候风险不会消除，潜在的气候风险仍在不断累积，甚至在全球实现碳达峰与碳中和后一定时期内仍将持续。适应是指通过加强自然生态系统和经济社会系统的风险识别与管理，采取调整措施，充分利用有利因素、防范不利因素，以减轻气候变化产生的不利影响和潜在风险。气候变化影响和风险具有显著的区域性，切实有效的适应行动能够降低国家和地区面临的气候变化不利影响和风险，对于保障经济社会发展和生态环境安全更加具有现实迫切性。我国一贯坚持减缓和适应并重，实施积极应对气候变化国家战略。为统筹推进适应气候变化工作，2013 年我国首次发布《国家适应气候变化战略》，明确了 2014 至 2020 年适应气候变化的总体要求、重点任务、区域格局和保障措施，为开展适应气候变化工作提供了指导和依据。《国家适应气候变化战略》发布以来，我国适应气候变化工作取得积极成效，但面对气候变化长期性、复杂性等特点，当前对气候变化影响和风险的分析评估仍然不足，对适应气候变化的重视程度和行动力度仍亟待提升。当前至 2035 年，是我国基本实现社会主义现代化和建设美丽中国的关键时期。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》明确提出要加强全球气候变暖对我国承受力脆弱地区影响的观测和评估，提升城乡建设、农业生产、基础设施适应气候变化能力。《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》将制定国家适应气候变化战略 2035、大力推进适应气候变化试点工作作为一项重要任务。为落实党中央国务院决策部署，强化我国适应气候变化行动举措，提高气候风险防范和抵御能力，本战略在深入评估气候变化影响风险和适应气候变化工作成效与挑战机遇的基础上，提出新时期我国适应气候变化工作的指导思想、基本原则和主要目标，依据各领域、区域对气候变化不利影响和风险的暴露度和脆弱性，进一步明确我国适应气候变化工作重点领域、区域格局和保障措施。本战略目标期到 2035 年，在具体实施中将根据形势变化和工作需要适时调整。

第一章 基本形势

第一节 影响和风险

全球气候正在显著变暖。20 世纪中叶以来，全球平均温度增速达 $0.15^{\circ}\text{C}/10$ 年，预计到本世纪中期，气候系统的变暖仍将持续，气候变化不利影响和风险将不断加剧。与全球气候变化整体趋势一致，我国气温上升明显，1951 至 2020 年平均气温升温速率达 $0.26^{\circ}\text{C}/10$ 年，高于同期全球平均水平。气候变化已对我国自然生态系统带来严重不利影响，并不断向经济社会系统蔓延渗透。洪涝干旱、冰川退缩、冻土减少、冰湖扩大，水资源安全风险明显上升；植被带分布北移，生物入侵增多，陆地生态系统稳定性下降；沿海海平面上升趋势高于全球平均水平，海洋灾害趋频趋强，海洋和海岸带生态系统受到严重威胁。农业种植方式和作物布局改变，气象灾害和病虫害加剧；与高温热浪等极端天气气

候事件相关的健康风险增加，媒传疾病增多，并可能诱发多种过敏性及慢性疾病；能源、交通等基础设施和重大工程建设运营环境变化，易导致安全性和可靠耐久性降低；城市生命线系统运行、人居环境质量和居民生命财产安全受到严重威胁；气候变化还引起资源利用方式、环境容量和消费需求改变，进而通过产业链影响敏感二三产业布局和运行安全，甚至可能引发系统性金融风险和经济风险。我国气候类型复杂，气候变化及其不利影响呈现显著区域差异。东北地区变暖程度大于全国平均水平，积温增加有利于农业生产，但也面临夏季洪涝风险加重、湿地面积减少、冻土脆弱性增加等风险。华北地区暖干化显著，水资源供需矛盾突出，超大城市热岛效应严重。华东地区台风强度增强，城市暴雨内涝和高温热浪事件增多，海平面上升威胁沿海城市安全。华中地区旱涝灾害频发，湖泊和湿地面积萎缩与生态退化风险增大，生物多样性下降。华南地区高温热浪、暴雨洪涝、台风、风暴潮等极端天气气候事件频发，咸潮与海水入侵等灾害加剧。西北地区冰雪消融加速，融雪性洪水频发，水资源与生态系统脆弱性加剧。西南地区冬春干旱加重，水土保持、石漠化治理、生物多样性保护压力增大。青藏高原呈现暖湿化，冰川退缩、冻土退化、湖泊扩张、河流径流增加明显，冰雪灾害、地质灾害和链式灾害风险加大。此外，京津冀、长江经济带、粤港澳大湾区、长三角、黄河流域等重大战略区域气候问题与人口、资源、环境等问题交织叠加，气候风险聚集、连锁、放大效应明显。未来一段时间全球变暖的趋势仍将持续，极端天气气候事件发生频次和强度预计将进一步增加，气候变化影响和风险的广度深度也会进一步扩大。随着经济总量增长和全球经济一体化进程加深，气候变化对我国经济社会发展和人民生活安全造成的风险将日益增加。作为重要的非传统安全因素，气候变化所带来的长期不利影响和突发极端事件，已经成为我国基本实现社会主义现代化和建设美丽中国进程中面临的重要风险。

第二节 现状和成效

适应气候变化政策体系初步搭建。2013 年我国发布《国家适应气候变化战略》，为各部门、地方开展适应气候变化工作提供了战略指导，推动了重点领域、区域适应气候变化工作积极开展。2014 年出台的《国家应对气候变化规划（2014—2020 年）》提出坚持减缓和适应气候变化同步推动原则，进一步助推强化重点领域和区域适应气候变化行动。2016 年相继发布城市、林业等领域适应气候变化行动方案，气象、农业、水利、海洋、基础设施、城乡建设、生态环境保护等相关政策文件也纳入了适应气候变化理念和要求。有关部门还发布气候可行性论证规范及技术指南，在修订水利、建筑、公路和航道等技术标准规范时考虑气候变化因素。气候监测预警水平不断提高。建成由地面自动气象站、雷达、气象卫星等组成的综合气象观测系统。建立区域性干旱、暴雨、高温、沙尘、台风、雪灾、低温冻害等多种气象灾害长时间序列灾情数据库，推进风险普查数据库建设，完成全国气象灾害危险性区划和风险区划。森林、水文、海洋、生态环境、卫生健康等领域监测网络布局不断完善，已建立起我国近海与南海观测、岛屿与近岸水文气象监测、黄海和渤海观

测网络。建立地质灾害监测与预警预报体系，完善全国县、乡、村、组四级群测群防体系，开展地质灾害气象预警工作，初步实现高中风险易发区预警全覆盖。重点领域适应气候变化能力有效提升。实施以南水北调工程为代表的跨流域区域水资源调蓄和配置工程，优化水资源配置，提高水资源调控能力。推进江河湖泊治理骨干工程建设，防洪减灾体系不断完善。积极推进绿色农业和气候智慧型农业，完善农田基础设施，农田防灾抗灾减灾能力显著增强。实施重要生态系统保护和修复重大工程，生态恶化趋势基本得到遏制，自然生态系统总体稳定向好，国家生态安全屏障骨架基本构筑。截至 2020 年底，已完成 8 亿亩高标准农田建设任务，农田灌溉水有效利用系数达到 0.565，森林覆盖率达到 23.04%，草原综合植被盖度达到 56.1%，湿地保护率达到 52%。适应气候变化试点示范扎实推进。印发《关于开展气候适应型城市建设试点工作的通知》，在全国范围内遴选 28 个城市（区、县）开展气候适应型城市建设试点，探索符合各地实际的城市适应气候变化建设管理模式，城市适应气候变化理念明显提升，防灾救灾能力不断加强。在 30 个城市开展海绵城市试点建设，形成一批可复制可推广的经验，启动系统化全域推进海绵城市建设示范工作。以 60 个内涝灾害较为严重的城市为重点，在 1116 个易涝积水区段实施城市易涝积水区段整治工程。开展国家节水型城市、生态园林城市和生态文明建设示范区等示范创建工作，强化与适应气候变化工作协同增效。适应气候变化意识逐步增强。推动重点城市开展气候变化影响分析和风险评估，提升适应气候变化意识。充分利用世界气象日、国际减灾日、全国防灾减灾日、世界水日、中国水周、植树节、世界防治荒漠化与干旱日、生物多样性日、世界环境日等契机，全方位多渠道开展适应气候变化相关培训和宣传教育。积极组织开展联合国生物多样性十年中国行动，以自然保护区、动物园、植物园、森林公园等为依托，系统性开展生物多样性保护与适应气候变化宣传。积极开展学校、社区综合防灾减灾宣教活动，形成全社会广泛参与的良好局面。适应气候变化国际合作日益深化。积极参与《联合国气候变化框架公约》等国际谈判与历次政府间气候变化专门委员会（IPCC）评估报告编制，发挥建设性作用，推动国际社会坚持减缓与适应并重，强化全球适应气候变化行动。与有关国家共同发起全球适应委员会，促进大规模适应气候变化行动和伙伴关系，加强适应气候变化国际合作，宣传推介我国适应气候变化经验和典型案例，讲好中国适应气候变化故事。积极推动适应气候变化南南合作，向埃塞俄比亚、玻利维亚、乌拉圭等国赠送微小卫星和气象机动站等设备，帮助其他发展中国家提高适应气候变化能力，彰显负责任大国形象。

第三节 机遇和挑战

从国际看，世界正经历百年未有之大变局，全球气候治理成为凝聚各国力量、推动构建人类命运共同体的重要领域，积极防范和抵御气候风险、提高适应气候变化能力成为全球共识。近年来，极端高温、干旱、强降雨、森林大火等极端天气气候事件和灾害频发、多发，引发全球普遍关注，进一步凸显适应气候变化的重要性与紧迫性。从国内看，党的

十八大以来，在以习近平同志为核心的党中央坚强领导下，我国坚定实施积极应对气候变化国家战略，全力推动绿色低碳发展，成为全球生态文明建设的重要参与者、贡献者和引领者。2020 年 9 月，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上郑重宣布，我国将力争于 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和，这是中国基于推动构建人类命运共同体的责任担当和可持续发展的内在要求作出的重大战略决策。党中央、国务院发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，出台《2030 年前碳达峰行动方案》，构建“1+N”政策体系，形成了全社会扎实推进碳达峰碳中和、积极应对气候变化的浓厚氛围。党的十九大明确气候变化是人类共同面临的非传统安全威胁之一。

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》明确提出要加强全球气候变暖对我国承受力脆弱地区影响的观测和评估，提升城乡建设、农业生产、基础设施适应气候变化能力，对下一阶段适应气候变化工作提出了新的要求。经济转型升级和科技创新进步催生的新型基础设施和新技术，丰富了适应气候变化的手段，为强化适应气候变化工作提供了有利条件。

当前和未来一段时期我国适应气候变化工作仍面临诸多挑战。一是对气候变化影响和风险分析评估不足，对气候变化直接和间接威胁自然生态系统和经济社会系统的复杂性、广域性和深远性的认识亟待提升。二是适应气候变化治理体系有待完善，适应气候变化工作尚未全面纳入相关部门、地方工作重点，也未形成气候系统观测—影响风险评估—采取适应行动—行动效果评估的工作体系。三是现有适应气候变化行动力度仍不足以支撑高质量发展和美丽中国目标实现，重点领域、区域适应气候变化能力仍有待提升。四是适应气候变化基础性工作欠账较多，相关理论研究与技术研发相对薄弱，知识和经验供给仍不充分，全社会适应气候变化意识和能力仍有较大提升空间。

第二章 总体要求

第一节 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，按照党中央、国务院决策部署，紧紧围绕统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局，坚持以人民为中心的发展思想，完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹发展与安全，实施积极应对气候变化的国家战略，坚持减缓和适应并重，把握扎实开展碳达峰碳中和工作契机，将适应气候变化全面融入经济社会发展大局，推进适应气候变化治理体系和治理能力现代化，强化自然生态系统和经济社会系统气候韧性，构建适应气候变化区域格局，有效应对气候变化不利影响和风险，降低和减少极端天气气候事件灾害损失，助力生态文明建设、美丽中国建设和经济高质量发展，为实现中华民族伟大复兴作出积极贡献。

第二节 基本原则

主动适应，预防为主。充分认识强化适应气候变化行动的重要性和紧迫性，主动投入、积极作为，利用有利因素、防范不利因素，最大限度采取趋利避害的适应行动。坚持预防为主，树立底线思维，提升自然生态系统和经济社会系统气候韧性，努力防范和化解气候变化的不利影响和风险。科学适应，顺应自然。科学评估气候变化影响和风险，基于经济社会发展状况和资源环境承载能力，采取合理有效的适应举措。将基于自然的解决方案与适应气候变化有机结合，通过加强生态系统保护、修复和可持续管理，有效发挥生态系统服务功能，增强气候变化综合适应能力。系统适应，突出重点。将适应气候变化与生态文明建设、美丽中国建设和经济高质量发展相关部署有机衔接，逐步形成全社会、各领域、各区域积极适应气候变化的局面。聚焦气候敏感脆弱领域和关键区域，重点开展适应气候变化行动，提升重点领域和重大战略区域适应气候变化水平。协同适应，联动共治。坚持适应和减缓协同并进，优先采取具有减缓和适应协同效益的行动举措。统筹考虑国内和国际、全局和局部、远期中期近期之间的关系，强化协调联动和资源共享，强化信息互通和交流互鉴，推动多主体参与，形成适应气候变化工作合力。

第三节 主要目标

到 2025 年，适应气候变化政策体系和体制机制基本形成，气候变化和极端天气气候事件监测预警能力持续增强，气候变化不利影响和风险评估水平有效提升，气候相关灾害防治体系和防治能力现代化取得重大进展，各重点领域和重点区域适应气候变化行动有效开展，适应气候变化区域格局基本确立，气候适应型城市建设试点取得显著进展，先进适应技术得到应用推广，全社会自觉参与适应气候变化行动的氛围初步形成。到 2030 年，适应气候变化政策体系和体制机制基本完善，气候变化观测预测、影响评估、风险管理体系基本形成，气候相关重大风险防范和灾害防治能力显著提升，各领域和区域适应气候变化行动全面开展，自然生态系统和经济社会系统气候脆弱性明显降低，全社会适应气候变化理念广泛普及，适应气候变化技术体系和标准体系基本形成，气候适应型社会建设取得阶段性成效。到 2035 年，气候变化监测预警能力达到同期国际先进水平，气候风险管理和防范体系基本成熟，重特大气候相关灾害风险得到有效防控，适应气候变化技术体系和标准体系更加完善，全社会适应气候变化能力显著提升，气候适应型社会基本建成。

第三章 加强气候变化监测预警和风险管理

加强气候变化观测网络建设，强化监测预测预警和影响风险评估，提升气候风险管理和综合防灾减灾能力。

第一节 完善气候变化观测网络

完善大气圈观测网络。建立气候观测系统需求动态评估机制，建设对大气圈基本气候变量的长期、稳定、连续观测系统，形成完整的大气圈三维立体观测能力。升级以卫星、雷达为主的观测设备和“地空天”协同观测技术，提高观测自动化、智能化水平。健全观

测质量管理体系，提升观测精度和数据质量。推进青藏高原气候系统综合观测能力建设。建设多圈层及其相互作用观测网络。建立部际协调机制，统筹资源，统一布局，共同建设集约、协同、高效的多圈层观测系统。推进青藏高原地表多圈层作用观测网络建设，开展冰川、多年冻土、积雪、湖泊、生态系统等连续监测，完善我国高寒区气候环境变化观测系统。构建岸基、海基、空基、天基一体化的海洋和气象综合观测系统及相应的配套保障体系，实现全球关键海区海洋和气候要素的实时监测。加强生态系统观测，开展人类活动排放、下垫面变化以及重要人工生态系统变化等观测。到 2025 年，实现我国所有气候区主要气候变量观测全覆盖。到 2035 年，构建起具有高时空分辨率、观测要素齐备的“地空天”一体化国家气候观测网，对全球天气气候事件的监测率大幅提高。

专栏 1 气候及气候变化观测网

建设结构完善、布局合理、功能完备、业务规范、流程科学、运行稳定可靠的基准辐射观测、大气本底观测、臭氧立体观测、温室气体及碳监测、青藏高原冰冻圈与生态系统观测站网。加强气象探测环境建设和保护。到 2025 年，着力加强全球气候变暖对我国承载力脆弱地区影响的观测能力建设，增强对基本气候变量的观测能力，强化温室气体观测能力，实现全国全部气候区及关键气候变量观测全覆盖。到 2035 年，提升全球气候变化及其影响监测能力，基于气候观测系统需求动态评估，持续优化调整国家天气、气候观测网的结构、布局和功能。

第二节 强化气候变化监测预测预警

提升气候系统监测分析能力。依托多圈层多源观测资料和基础数据产品，完善定量化监测指标体系，规范区域气候变化监测技术方法，开展对气候系统变化事实和主要天气气候事件的全过程监测。加强全球气候变暖对我国典型脆弱地区影响的监测。开展西北干旱半干旱地区、黄河流域与长江流域重点生态区的水文水资源、植被覆盖、荒漠化等动态监测。强化人类社会经济活动气候环境效应监测。聚焦生态保护和修复，加强气象灾害、气候变化对生态安全影响监测。提高精准预报预测水平。深化气候系统多圈层、多时间尺度相互作用及其影响的机理研究。研发天气气候一体化数值预报系统，开展精细化网格预报预测。提高对全球范围臭氧、气溶胶、植被生态过程等的模拟和预测。加强东亚季风、厄尔尼诺/南方涛动、热带大气季节内振荡等预测能力，实现提前 1 月预报重大天气过程、提前 1 年预测全球气候异常。构建年代际气候预测系统，提高对未来 10 至 30 年的气候预测水平。到 2035 年，形成以无缝隙全覆盖、智能数字为主要特征的天气气候预报预测完整业务体系。强化极端天气气候事件预警。开展重大极端天气气候事件归因分析，发展极端天气气候事件和复合型灾害预测预警技术。建设气候变化风险早期预警平台和分灾种气象灾害监测预报预警系统，提升极端天气气候事件和中小河流洪水、山洪灾害、地质灾害、森林草原火灾等预警准确率、精细度和提前量，实现提前 1 小时预警局地强天气、提

前 1 周预报灾害性天气，强化预警信息发布和风险防范。到 2035 年，预报预测准确率和精细化程度达到国际先进水平。

第三节 加强气候变化影响和风险评估

提升评估技术水平和基础能力。推进气候变化数据中心体系建设，建立涵盖多圈层及人类活动的大数据共享平台，实现气候变化及其社会经济影响数据联通共用。制作全球百年以上气温、降水等关键气候变量分析产品，研制基于地面观测和卫星遥感的全球及中国区域多圈层长时间序列气候数据集并向社会开放。开展气候变化影响和风险归因定量分析，建立气候变化及其影响和风险、气候承载力评估指标体系和技术体系。建立气候变化适应效果评价技术标准。加强敏感领域和重点区域气候变化影响和风险评估。推进面向重点领域和气候敏感行业的定量化、动态化气候变化影响和风险评估。推动将温室气体排放管控及应对气候变化要求纳入环境影响评价。开展风能、太阳能等气候资源普查、区划、监测和精细化评估。加强重大规划、重大工程建设气候可行性论证。提升青藏高原等重点脆弱地区和重大战略区域气候变化影响和风险评估能力。强化城市和城市群气候变化风险评估。到 2035 年，建成较为健全的涵盖自然生态、经济社会等多领域和覆盖我国承受力脆弱地区的气候变化影响和风险评估体系。

第四节 强化综合防灾减灾

强化灾害风险管理理念。加强全球气候变化对自然灾害孕育、发生、发展及其影响机理研究，把握气候变化引起的自然灾害新特点与演变趋势，树立灾害风险管理和综合减灾理念，坚持以防为主、防抗救相结合，坚持常态减灾和非常态救灾相统一，努力实现从注重灾后救助向注重灾前预防转变、从应对单一灾种向综合减灾转变、从减少灾害损失向减轻灾害风险转变，全面提升灾害综合防范和适应气候变化能力。强化防范化解重大风险。加强气候变化影响下灾害综合风险监测预警和评估制度建设，强化灾害综合风险形势会商研判，提升多灾种、灾害链风险综合监测评估预警能力。有效衔接常态化灾害隐患排查与周期性综合风险普查，开展动态风险评估，更新自然灾害风险区划和综合防治区划，强化与相关规划的融合。推动重点行业领域健全风险管理体系，在重大工程安全风险评估中，强化气候变化影响和风险评估，制定落实风险管控措施。强化自然灾害综合治理。针对气候变化影响调整防灾减灾部署，重点加强气候灾害加重地区和灾害风险可能发生显著变化区域的综合治理。改善城乡防灾基础条件，提升城市重要建筑、基础设施系统和基层防灾能力及标准，加强城市灾害综合治理，逐步实施农村抗灾能力提升计划，推进高风险地区移民搬迁。优化重大基础设施空间布局，严格限制高风险区域建设活动。积极推进智能化防控技术应用，提升极端条件下抗损毁和快速恢复能力。强化应急机制和处置力量建设。完善应急响应机制，不断优化灾害应急响应救援扁平化组织指挥模式、防范救援救灾一体化运作模式。立足“全灾种、大应急”，全面提升国家综合性消防救援队伍的正规化、专业化、职业化水平。加大先进适用装备配备力度，加强新技术应用，提高极端天气气候事

件下综合救援能力。充分利用国家相关部门、地方政府和企业所属各类专业化救援力量。推动社会应急力量有序参与防灾减灾和应急处置工作。

第四章 提升自然生态系统适应气候变化能力

统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，全方位贯彻“四水四定”原则，统筹陆地和海洋适应气候变化工作，实施基于自然的解决方案，提升我国自然生态系统适应气候变化能力。

第一节 水资源

构建水资源及洪涝干旱灾害智能化监测体系。优化水文等监测站网体系布局，完善大江大河及其重要支流、中小河流、中小型水库等重点监测体系，提升地下水、取水计量、河湖生态流量、水土保持等监测能力。实施国家基本水文站提档升级，推广新型监测手段应用，扩大实时在线监测范围，提升水安全智能监测感知能力。推进数字孪生流域建设，推进空天地一体化的流域全覆盖监测，推进西部高寒区冰川、冻土、积雪和水资源涵养区的水文监测体系建设。到 2035 年，江河湖泊流域防洪减灾的监测、预报、预警、预演、预案和防洪调度水平大幅提升，水安全保障智慧化水平大幅提高。推进水资源集约节约利用。深入实施国家节水行动，建立水资源刚性约束制度，严控水资源开发利用上限，全面建设节水型社会，推动用水方式进一步向节约集约转变。健全节水标准和用水定额体系，完善水价形成机制，推进用水权市场化交易和水资源税改革，深入推进农业水价综合改革。强化水资源刚性约束，实施最严格的水资源管理制度，健全省、市、县三级行政区用水总量和强度控制指标体系，坚决遏制不合理用水需求。到 2025 年，水资源刚性约束

制度基本建立，水资源利用效率和效益大幅提高，全国用水总量控制在 6400 亿立方米以内，万元国内生产总值用水量较 2020 年下降 16%。到 2035 年，节水型社会全面建成，全国用水总量控制在 7000 亿立方米以内，水资源节约和循环利用达到世界先进水平。实施国家水网重大工程。立足流域整体和水资源空间配置，加强重大水资源工程建设，提高水资源优化配置能力。推进重大引调水工程建设，推进南水北调后续工程高质量发展，实施跨流域跨区域重大引调水工程，加强重点水源和区域供水工程建设，全面提高水资源统筹调配和供水安全保障能力。多措并举建设应急备用水源，提高应对特大干旱、突发水安全事件的能力。加快大中型灌区续建配套和现代化改造，推进城乡供水一体化、农村供水规模化发展及小型供水工程标准化改造。到 2025 年，水资源配置工程体系更加完善，全国规模化供水工程覆盖农村人口的比例达到 55%，农村自来水普及率达到 88%。到 2035 年，经济社会发展与水资源承载能力基本协调，城乡供水保障能力明显增强。

完善流域防洪工程体系与洪水风险防控体系。加强江河湖泊治理，开展堤防达标建设和河道整治，提高河道泄洪能力。加快控制性枢纽工程建设，实施病险水库水闸除险加固，加强流域水库群联合调度，增强洪水调控能力。加快蓄滞洪区布局优化调整与建设，确保分蓄洪区分蓄洪功能。加强山洪灾害防治、城市防洪能力建设等，补齐防洪短板弱项。充

充分考虑气候变化引发的极端天气气候事件影响和防洪形势变化，科学提高洪水防御工程标准，提高洪水风险防控能力。到 2035 年，江河湖泊流域防洪减灾体系基本完善，防灾减灾能力显著增强。

强化大江大河大湖生态保护治理能力。加大江河湖泊保护治理力度，统筹做好水土保持、地下水超采治理、受损河湖生态修复等工作，保护和扩大河湖生态空间。科学治理水土流失，提升水土保持率，强化黄河中游、长江上游、东北黑土区等重点区域治理。实施水系连通及水美乡村建设。以水资源超载区、水生态脆弱区、水生态退化区为重点，以流域为单元，加强大江大河和重要湖泊生态保护治理，强化河湖生态流量保障。严控地下水开发强度，多渠道增加水源补给，持续推进地下水超采综合治理。到 2025 年，重点河湖基本生态流量达标率达 90%以上，全国水土保持率提高到 73%以上。到 2035 年，水生态空间得到有效保护，水土流失得到有效治理，河湖生态水量得到有效保障，美丽健康水生态系统基本形成。

第二节 陆地生态系统

构建陆地生态系统综合监测体系。持续进行全国范围内自然资源与生态状况调查监测，以第三次全国国土调查成果为底图，统筹开展森林、草原、湿地、海洋、土壤、冻土、岩溶、冰川、荒漠综合调查监测，构建植被物候、野生动物及其栖息地保护监测评估体系，开展水土流失、荒漠化、沙化、石漠化等调查监测评价，加强重点生态功能区、生态保护红线及重点违法领域的监管。以自然资源科学和地球系统科学为理论基础，建立以自然资源分类标准为核心的自然资源调查监测标准体系。以空间信息、人工智能、大数据等先进技术为手段，构建高效的自然资源调查监测技术体系。依托基础测绘成果和各类自然资源调查监测数据，建立自然资源三维立体时空数据库和管理系统，实现调查监测数据集中管理。建立完善陆地生态系统保护与监管体系。逐步形成以国家公园为主体、自然保护区为基础、各类自然公园为补充的自然保护地分类系统，显著提高管理效能和生态产品供给能力，使自然保护地规模和管理达到世界先进水平，总面积达到陆域国土面积 18%以上。加强适应气候变化的林草种质资源保存库建设，保护珍稀濒危和特有林草植物种质资源。推动出台《生态保护补偿条例》，健全生态保护补偿制度，加大自然生态系统保护。落实国家生态系统保护相关法律法规，明确属地管理责任，依法严格实施生态保护监管工作，加强自然保护地和生态保护红线监管，加大生态破坏问题监督和查处力度，持续推进自然保护地“绿盾”专项行动，严厉查处和遏制各类违法违规行为。加强典型生态系统保护与退化生态系统恢复。持续增加森林资源总量，强化天然中幼林抚育，开展退化次生林修复，提高人工林树种多样性。努力转变草原畜牧业生产方式，修复退化草原。开展湿地修复，提升重要湿地生态功能。建立荒漠化、水土流失、石漠化等退化生态系统的恢复治理技术体系，加强沙区天然植被保护。到 2035 年，森林覆盖率达到 26%，草原综合植被盖度达到 60%，湿地保护率提高到 60%，75%以上的可治理沙化土地得到治理。提升对冰川冻土

的关注与保护力度，规范冰川旅游开发，制定冰川冻土专门保护政策。实施历史遗留废弃矿山生态修复示范工程，改善区域生态状况，提升生态系统质量和服务功能。针对重要生态系统保护和修复需求，科学开展重点区域生态修复型人工影响天气活动，推动生态保护修复治理能力现代化。统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，权衡保护和利用的关系，合理进行整体保护、系统修复、综合治理。提升灾害预警、防御与治理能力。严格管控野外火源，建立完善全国森林草原火险综合预警体系，全面提升森林草原火灾风险识别能力，实现重点区域火情瞭望率达到 95%以上。提高生物病虫害检疫监管能力，建立生物病虫害监测预警站点网络体系，推广生物防治、生态调控等绿色防控技术。制定完善外来入侵物种名录和管理办法，严格外来物种引入审批，强化引入后使用管控，加强对重点区域外来入侵物种的调查、监测、预警、控制、评估、清除以及生态修复等工作。推动林草火灾、低温冰雪、生物病虫害与生物入侵等灾害的保险制度设计，转移分散生态系统灾害风险，提升灾后恢复能力。加强沙尘暴灾害预测预报监测能力建设，强化沙尘暴区沙化土地状况调查监测，增加地面站点布设，全面开展综合监测，提升沙尘暴灾害预警预测预报的精准性和应急处置能力。实施生态保护和修复重大工程规划与建设。以国家重点生态功能区、生态保护红线、国家级自然保护地等为重点，突出对国家重大战略的生态支撑，扎实推进生态保护和修复重大工程建设。实施《全国重要生态系统保护和修复重大工程总体规划（2021-2035 年）》以及国家公园等自然保护地建设及野生动植物保护、生态保护和修复支撑体系重大工程专项建设规划，加强青藏高原生态屏障区、黄河重点生态区（含黄土高原生态屏障）、长江重点生态区（含川滇生态屏障）、东北森林带、北方防沙带、南方丘陵山地带、海岸带生态保护和修复，全面提升国家生态安全屏障质量，提高生态系统质量和稳定性，保护和恢复生物多样性。加强陆地生态系统生物多样性保护。建立国家层面的生物多样性监测保护网络，对生物多样性保护优先区域开展本底调查与评估。健全生物多样性保护和监管制度，确保重要生态系统、生物物种和生物遗传资源得到全面保护，提高各类生态系统的稳定性。不断完善生物多样性保护政策法律体系和生物资源可持续利用机制，形成统一、有序的全国生物多样性保护空间格局。

第三节 海洋与海岸带

完善海洋灾害观测预警与评估体系。完善海洋观测预报体系，加强近海及沿岸地区重大气候灾害早期预测、预警和风险综合评估，提高重大海洋灾害、极端天气气候事件和沿海城市洪涝风险预警能力，持续加强海平面变化的监测和评估。建立健全海洋生态预警监测体系，开展业务化海洋生态调查、监测、评估和预警，强化赤潮、浒苔绿潮等生态灾害监测预警。提升海岸带及沿岸地区防灾御灾能力。加强气候变化大背景下海平面上升等导致的海洋灾害风险防范，推动沿海城市强化适应气候变化和防灾减灾能力建设。加强沿海城市防灾减灾硬件建设，构建更具韧性的海岸带综合防护体系，到 2035 年，全面消除沿海地区重点防洪城市严重易涝积水区段。强化沿海重大工程除险加固措施，更新完善沿海

堤坝、公路、电厂、机场、港口码头等工程应对气候灾害设计标准。加强沿海生态系统保护修复。继续完善海洋自然保护地建设，推进典型海岸带生态系统一体化保护与修复，到 2035 年，滨海湿地整治修复面积约 5 万公顷，沿海防护林基干林带达标率不低于 98%。加强海岸线保护与修复，到 2025 年岸线整治修复长度约 400 公里，大陆自然岸线保有率不低于 35%，到 2035 年岸线整治修复长度约 1200 公里。实施海洋生态保护修复工程，改善海洋生态环境质量，提升海洋生态碳汇能力。坚持稳定并严格执行海洋伏季休渔制度，推进实施海洋渔业资源总量管理制度，加强渔业执法检查，强化海洋渔业资源保护，促进海洋渔业资源可持续利用。持续改善海洋生态环境质量。系统推进美丽海湾保护与建设，加强陆海统筹的综合治理、系统治理和源头治理，持续改善近岸海域环境质量。严格实施海洋自然保护地和生态保护红线监管，加强海洋生物多样性保护和外来物种管控，进一步削减河流入海污染物，探索开展海上绿色养殖，布局海洋酸化和缺氧监测，缓解气候变化下富营养化、海洋酸化和缺氧等生态环境风险恶化的趋势，提升海洋生态系统质量、稳定性及气候韧性。到 2025 年，海洋生态环境质量持续稳定改善，近岸海域水质优良比例达到 79%左右。到 2035 年，海洋生态环境质量实现根本好转，海洋生态系统防灾减灾水平有效提升。

专栏 2 海洋与海岸带生态系统重点工程

海湾生态环境综合治理工程：巩固深化渤海综合治理成果，实施长江口-杭州湾、珠江口邻近海域综合治理行动，以上述海域存在的突出生态环境问题为导向，坚持精准治污、科学治污、依法治污，深入实施陆海统筹的综合治理、系统治理、源头治理。重点推进黄渤海区、长三角区、海峡西岸区、粤港澳大湾区、北部湾区、南海岛礁区等的美丽海湾示范建设，探索增强气候韧性与减污降碳协同增效。

海岸带生态系统保护和修复工程：以海岸带生态系统结构恢复和服务功能提升为导向，兼顾强化海岸带生态系统适应气候变化能力水平，立足海岸带重点海洋生态区，全面保护自然岸线，开展退围还海还滩、岸线岸滩修复、河口海湾生态修复、红树林、珊瑚礁、怪柳等典型海洋生态系统保护修复，加强互花米草等外来入侵物种灾害防治。重点提升粤港澳大湾区和渤海、长江口、黄河口等重要海湾、河口生态环境，推进陆海统筹、河海联动治理，促进近岸局部海域海洋水动力条件恢复；维护海岸带重要生态廊道，保护生物多样性；恢复北部湾典型滨海湿地生态系统结构和功能；保护海南岛热带雨林和海洋特有动植物及其生境，加强水生态保护修复，提升海岸带生态系统服务功能和防灾减灾能力。

第五章 强化经济社会系统适应气候变化能力

防范气候风险从自然生态系统向经济社会系统的传递，以对气候变化影响敏感的关键领域为抓手，坚持减缓、适应与可持续发展协同理念，增强我国经济社会系统气候韧性。

第一节 农业与粮食安全

优化农业气候资源利用格局。开展农业气候资源动态评估和精细区划，调整优化产业布局、种植结构和作物品种配置，合理规划调整农产品贸易格局。中高纬度适度提高复种指数，北扩喜温作物，调整作物品种熟性；低纬度地区扩大冬种规模，充分挖掘农业生产潜力。选育高产优质抗逆作物、畜禽水产和林果花草适应性良种。开展气候友好型低碳农产品认证，开发地方特色地理标志农产品，促进农民增收。强化农业应变减灾工作体系。针对旱涝、低温冻害、高温热害、风雹等极端天气气候事件导致农业灾害发生与危害的新特点，健全灾害监测预警和响应机制，完善灾害诊断技术与标准。编制不同区域、不同灾种和农业物种的减灾预案，提高防护标准，加强防灾减灾物资储备。发展农田智能化排灌、气候适应型作物、林果应变栽植和畜禽、水产健康养殖技术体系，推广节水灌溉、旱作农业、抗旱保墒、排涝去渍等适应技术。加强农业生产者和经营者防灾减灾与适应技术培训。增强农业生态系统气候韧性。坚持农业发展生态优先，加强水土保持与生态防护，在适宜地区推广保护性耕作，发展混林农业和山区立体农业，推广合理的间作套作体系。根据气候变化引起的生态关系改变和病虫害新特点，推进农药减量增效，推行统防统治与绿色防控技术。做好外来入侵生物防控，保护农业生物多样性。推进化肥减量增效，集成推广科学施肥技术。加强耕地质量建设，实施耕地保护与质量提升行动计划，增加土壤有机质，提升土壤肥力。加强适应气候变化的种质资源保护基地和种子库建设，保护农业动植物濒危物种。保护传统农业文化遗产，优化农田景观设计，提升农业生态系统服务功能。建立适应气候变化的粮食安全保障体系。落实“藏粮于地、藏粮于技”战略，根据农业气候资源和气候相关灾害时空分布的改变，调整农业基础设施建设布局。建立完善国内外主产区粮食产量和生产潜力监测、预测、供需及风险预估系统。加强耕地保护与质量建设，坚守 18 亿亩耕地红线，落实最严格的耕地保护制度，加强耕地用途管制，实施永久基本农田特殊保护。推进高标准农田建设，到 2025 年建成高标准农田 10.75 亿亩。大力发展气候智慧型农业，提高农业综合生产能力。强化农业适应气候变化技术创新，实现农业适应气候变化颠覆性技术的突破，在农业主产区建立适应气候变化技术示范基地。完善农业气象服务体系 and 风险分担机制，逐步推广天气指数保险，探索农业巨灾保险机制。

专栏 3 农业与粮食系统适应气候变化专项行动

开展农业适应气候变化技术示范：2025 年，结合国家农业高新技术产业示范区、国家现代农业科技示范展示基地等建设，在气候变化影响的典型敏感脆弱区开展种植业适应气候变化技术示范，建设国家级示范基地。2035 年，结合国家农业科技园区、国家现代农业科技示范展示基地等建设，建立一批国家级农林牧渔业及养殖业适应气候变化技术示范基地。

开展气候智慧型农业试验示范：2025 年，初步构建气候智慧型农作物种植技术体系，在华北、东北等粮食主产区建立一批试验示范基地。2035 年，构建完善的气候智慧型农

业技术体系，并在全国农业优势产区推广。

开展气候友好型低碳农产品认证：2025 年，制定气候友好型低碳农产品认证标准，充分体现适应与减缓的协同效应，选择高附加值经济作物开展气候友好型低碳优质农产品认证试点，在重点农业县市推出具有地方特色的优质气候友好型低碳农产品品牌。2035 年，气候友好型低碳农产品认证工作全面推进。

第二节 健康与公共卫生

开展气候变化健康风险和适应能力评估。研究制定气候变化健康风险评估方案和指南，建立全面性、经常性评估机制，有效厘清和识别气候变化健康风险及脆弱人群。基于气候变化健康风险评估结果，充分考虑各地区气候特征和脆弱人群健康风险暴露水平，开展医疗卫生系统及重点脆弱人群适应气候变化能力评估，制定适应能力提升计划。加强气候敏感疾病的监测预警及防控。加强部门联动和数据共享，充分整合利用新技术，完善气候敏感疾病和人兽共患病的监测网络和数据报告系统，加强实时监测、检疫和早期预警，有效提升鼠疫、登革热、乙脑等重点传染病和心血管疾病、呼吸系统疾病等慢性非传染病的监测和预警能力。加强对气候敏感疾病和极端天气气候事件下健康风险的防控规划，制定应急预案、应急救治管理办法，提高卫生应急能力。提高高温热浪等极端天气气候事件环境下作业的劳动防护标准。增强医疗卫生系统气候韧性。在加快优质医疗资源扩容和区域均衡布局中，充分考虑气候敏感疾病和极端天气气候事件引发的健康风险。建立健全国家公共卫生应急物资与医疗物资储备体系，提升制药与医疗器械生产系统的应急产能储备，保障流动应急医疗设备的研发和配备。推进医疗卫生系统能源资源管理信息化建设。建立针对气候敏感疾病的分级分层急救、治疗、护理与康复网络。建立针对极端天气气候事件的心理和精神卫生服务体系。全面推进气候变化健康适应行动。制定并实施气候变化健康适应行动方案，全面提升气候变化和极端天气气候事件下健康适应水平。开展气候变化健康适应城市、乡村、社区、重点场所（学校、医院、养老机构等）行动试点，总结可推广的适应模式。建立气候变化与健康专家咨询委员会、技术联盟、重点实验室等平台，加强气候变化及极端天气气候事件下健康风险与应对的基础性和应用性研究。通过多种形式开展气候变化和极端天气气候事件健康风险的宣传教育，提供气候变化条件下重点人群的保健与营养指南，提升公众认知水平及适应气候变化能力。

专栏 4 气候变化健康适应专项行动

开展气候变化健康适应专项研究：2025 年，针对气候变化及高温热浪、洪涝灾害等主要极端天气气候事件，开展健康影响研究，厘清极端天气气候事件的主要健康风险、脆弱地区和脆弱人群特征，建立适应策略、技术和措施等。2035 年，针对气候变化和主要极端天气气候事件，开展适应策略和技术基础性、应用性研究，形成气候变化和主要极端天气气候事件适应策略、技术和方案。

研制气候变化和极端天气气候事件健康风险评估指南、标准与适应实施方案：2025

年，制定我国气候变化健康风险评估指南、标准与适应实施方案。2035 年，制定我国不同地区主要极端天气气候事件如高温热浪、洪涝灾害与极寒天气等健康风险的评估指南、标准与适应实施方案。

开展气候变化和极端天气气候事件健康适应行动示范：2025 年，结合我国各地气候、生态环境和人群特征等因素，建立气候变化和极端天气气候事件健康适应的城市、农村、社区、重点场所（学校、医院、养老机构等）行动试点，总结适应模式，编制气候变化健康风险人群的保健与营养指南。2035 年，在全国范围内全面推广实施气候变化和极端天气气候事件健康适应的城市、社区、农村、重点场所（学校、医院、养老机构等）行动，各地适应气候变化能力显著提升。

第三节 基础设施与重大工程

加强基础设施与重大工程气候风险管理。结合物联网、大数据和人工智能等新一代信息技术，加强基础设施与重大工程气候变化影响监测和风险预警，有效监控薄弱环节和各类风险点，动态评估风险等级与强度。实施基础设施与重大工程气候变化风险区划，因地制宜、分类施策，形成“实时监测—信息传递—风险评估—动态调度—效果分析”的全链条风险管理体系。推动基础设施与重大工程气候韧性建设。加强韧性交通基础设施建设，将温室气体排放管控及适应气候变化要求有效融入交通基础设施建设过程，到 2035 年，基本建成现代化高质量国家综合立体交通网。构建数字化、网络化、智能化的智慧水利体系，提升应对不同等级和不同强度的水灾害能力。加强能源基础设施正常运行保障，提高耐受风暴潮、高温、冰冻等极端天气气候事件能力。通过“能源+气象”信息深度融合，提升能源供应安全保障水平。将城乡基础设施建设与基于自然的解决方案有机结合，推动城乡基础设施更新改造，建设智慧城市和数字乡村。充分考虑气候变化对重大工程的不利影响，调整工程布局，提高建设和调度运营水平。完善基础设施与重大工程技术标准体系。基于全生命周期理念，将适应气候变化有效融入基础设施与重大工程技术标准制修订过程。结合气候变化及其影响和风险评估情况，对现行技术标准进行复审，依据复审情况及时修订，逐步完善与气候变化相适应的基础设施与重大工程技术标准体系。结合对中长期气候变化趋势的预估，编制未来工程技术标准调整和修订计划并开展预研究。突破基础设施与重大工程关键适应技术。重点研发基础设施与重大工程气候影响监测和风险预警技术，提高监测预警能力。交通基础设施领域重点突破冻土消融、低温冰雪和风暴潮等预防技术、产品材料和装置设备研发技术，提升青藏、川藏和滇藏铁路及公路地基稳定性能技术。水利基础设施领域重点研发适应干旱高温、旱涝急转、极端低温等不利工况的耐腐蚀性新型筑坝材料和适应技术。能源工程与电网安全设施重点提升多电网联合并网、消纳和调度技术。城乡基础设施重点提升供水、供电、交通和应急通讯等的综合适应能力技术。

第四节 城市与人居环境

强化城市气候风险评估。科学分析城市气候变化现状，根据区域气候变化趋势预估，识别气候变化对城市社会、经济与生态的主要影响和风险，合理评估城市不同领域、区域和人群的脆弱性。建立健全“一年一体检、五年一评估”的城市体检评估制度。推动地级及以上城市编制城市气候风险地图。调整优化城市功能布局。充分考虑气候承载力，统筹安排城市建设、产业发展、生态涵养、基础设施和公共服务，合理规划城市布局与功能，遏制可能导致区域气候恶化、灾害风险增大与城市病加剧的无序扩张。城市建筑和基础设施建设项目规划、设计、审批时充分考虑气候变化中长期影响。统筹城乡基础设施和公共服务设施，促进城乡设施联动发展。合理布局公共消防、人防设施以及防灾避险场所，合理配建社区基本公共服务设施，加强无障碍环境建设。保障城市基础设施安全运行。全面开展城市基础设施普查归档和体检评估，摸清底数、排查风险、找准短板、精准施策。根据气候变化对城市降水、温湿度、风速、地下水位、土壤含水率和地基基础稳定性的影响，制定或修订城市地下工程在排水、通风、墙体强度和地基稳定等方面的建设标准。根据海平面变化情况调整沿海城市相关防护设施的设计要求。推进城市电力电缆通道建设和具备条件地区架空线入地，持续实施城镇老旧燃气管网设施更新改造。推进新型城市基础设施建设，保障基础设施体系化、智能化、绿色化建设和安全稳定运行。完善城市生态系统服务功能。构建蓝绿交织、清新明亮的复合生态网络和连续完整、功能健全的生态安全屏障，增强生态系统在涵养水源、净化水质、蓄洪抗旱、调节气候和维护生物多样性等方面的服务功能，有效缓解城市热岛效应、内涝和重污染天气等问题。优先实施基于自然的解决方案，严格保护森林、河湖、湿地、草原等重要生态系统，科学规划布局城市绿环绿廊绿楔绿道，持续推进城市生态修复，优化提升城市绿地系统。丰富城市公园类型，构建大中小结合、系统联通、分布均衡、特色鲜明的公园体系，实现“300 米见绿、500 米见园”。

加强城市洪涝防御能力建设与供水保障。建设源头减排、蓄排结合、排涝除险、超标应急的城市防洪排涝体系。系统化全域推进海绵城市建设。到 2025 年，有效应对城市内涝防治标准内的降雨，历史上严重影响生产生活秩序的易涝积水点全面消除，新城区不再出现“城市看海”现象。到 2035 年，各城市排水防涝工程体系进一步完善，排水防涝能力与建设气候适应型城市、海绵城市、韧性城市要求更加匹配。构建城市多水源供水格局，加强供水应急备用水源建设。推进节水型城市建设，控制城市公共供水管网漏损，推进城镇污水资源化利用。提升城市气候风险应对能力。建立跨部门、跨区域联防联控的常态化管理体系，完善应急处置和救灾响应机制，提升城市气候风险治理科学化、精细化、智能化水平。加强城市极端天气气候事件下老旧楼宇、窨井盖、隧道、桥梁、地下空间、农村危房等承灾体危险源监控、风险排查和隐患治理。建立完善极端天气气候事件信息管理系统和预警信息发布平台，确保预警信息发布可达性、及时性、有效性。推动政务服务平台、社区感知设施和家庭终端联通，发展智能预警、应急救援救护、灾后心理恢复和智慧养老等社区

惠民服务。重点提高儿童、孕妇、各类慢性病患者、65 岁以上老人、城市贫困人口等脆弱人群的风险防护能力。

专栏 5 城市适应气候变化专项行动

城市群和都市圈：推进城市群和都市圈基础设施互联互通、公共服务互认互享、生态环境共保联治、气候风险联防联控。

气候适应型城市建设试点：针对城市适应气候变化面临的突出问题，分类指导，统筹推进，积极探索符合各地实际的城市适应气候变化建设管理模式。到 2035 年，地级及以上城市全面开展气候适应型城市建设，打造一批人与自然和谐共生的美丽中国样板。

城市防洪排涝：以 31 个重点防洪城市和大江大河沿岸沿线城市为重点，提升改造城市蓄滞洪空间、堤防、护岸、河道、防洪工程、排水管网等防洪排涝设施，因地制宜建设海绵城市，全部消除城市严重易涝积水区段。

县城补短板：推进县城、县级市城区及特大镇补短板，完善综合医院、疾控中心、养老中心、幼儿园、市政管网、市政交通、停车场、充电桩、污水垃圾处理设施和产业平台配套设施。

第五节 敏感二三产业

提升气象服务保障能力。开发基于大数据和人工智能的气象服务产品，打造智慧气象服务新模式，提高气象服务智慧化水平。构建“智能预报+气象服务”业务体系，发展商业性气象服务。推动构建覆盖多领域的气象服务保障体系，提升敏感二三产业应对极端天气气候事件及其次生灾害的能力。防范气候相关金融风险。分步分类建立覆盖各类金融机构和融资主体的气候和环境信息强制披露制度，推动上市公司、发债企业依法披露气候环境信息。健全碳排放信息披露框架，鼓励金融机构披露高碳资产敞口和建立气候相关风险及突发事件应急披露机制。推广金融机构气候风险压力测试，支持银行业、证券业、保险业制定针对气候风险的监管措施和应对方案。鼓励运用金融科技等手段开展气候风险动态管理。鼓励企业与金融机构制定符合碳达峰碳中和目标的转型战略、路径和目标。到 2035 年，气候变化相关风险的预警机制全面推广，金融机构识别、评估和管理气候变化相关金融风险的能力显著增强。

提高能源行业气候韧性。重点针对高温、冰冻、暴雨等极端天气气候事件，开展气候变化对能源生产、运输、存储和分配的影响及风险评估。根据气候资源和能源需求变化，优化能源结构和用地布局。加强极端天气气候事件下输配电系统保护和应急调度，强化电力设备监测和巡视维护，推动储能、智能电网和数字化等技术应用，完善应急预案体系，提高电力基础设施安全风险预测预警、防御应对和快速恢复能力。发展气候适应型旅游业。完善旅游目的地极端天气气候事件应急处置和游客安全管理制度。识别并评估气候敏感型旅游资源的潜在风险，科学开展古树名木、桥梁、村落、古建筑、遗址遗迹等旅游资源保护的人工干预。科学把握气候变暖机遇，发掘气候资源潜力，合理开发避暑避寒、赏花赏

叶、冰雪云雾等气温敏感型旅游观光、科普、度假新业态。鼓励各地实施温湿度指数、风效指数和着衣指数等旅游地气候舒适度指数发布制度。加强交通防灾和应急保障。推动适应气候变化与交通相结合，健全以气象预警信息为先导的应急联动机制，健全完善极端天气气候事件情况下科学有效的停工、停课、停业、停运制度，建立自然灾害交通防治体系，提高交通防灾抗灾能力。完善交通运输安全风险预警、防控机制，健全交通安全监管体系和搜救打捞系统，建立健全综合交通应急运输管理协调机制和保障预案体系。统筹陆域、水域和航空应急救援能力建设，加强重要区域应急装备、应急通信、物资储运等设施建设，提高重要基础设施防灾减灾水平。

第六章 构建适应气候变化区域格局

考虑各地气候变化、自然条件和社会经济发展状况不同，兼顾气候特征相对一致性和行政区域相对完整性原则，推动构建全面覆盖、重点突出的适应气候变化区域格局。

第一节 构建适应气候变化的国土空间

统筹考虑自然资源分布、资源环境承载能力和气候适应能力，在国土空间规划中充分考虑气候要素，加强气候资源条件、气候变化影响和风险评估，科学有序统筹布局农业、生态、城镇等功能空间，划定耕地和永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界等空间管控边界及各类海域保护线。加强气候影响、灾害综合风险评估信息与国土空间信息融合，丰富全国国土空间规划“一张图”。完善和落实主体功能区战略，全面提升不同主体功能区的适应能力，保障国土空间安全。城镇空间以降低人口、社会经济和基础设施的气候风险为重点，建设气候适应型城市，提升城市气候风险防控能力。农业空间以增强农业生产适应气候变化能力为重点，保障国家粮食安全和重要农产品供应。生态空间以保护生态环境、增强生物多样性、提供生态产品供给为重点，维护国家生态安全。

第二节 强化区域适应气候变化行动

东北地区 适时调整作物品种布局并适度北扩，辽南地区适当提高复种指数。防控病虫害北扩。实施国家黑土地保护工程，建立黑土地保护长效机制，巩固国家粮食安全压舱石地位。统筹规划重点水源与水资源配置工程，缓解中西部缺水。加强生态修复与林草防火，保护生物多样性和珍稀候鸟栖息湿地。发展生态旅游，建成全国最大避暑及世界级冰雪旅游目的地。针对春旱夏涝、冬季极寒、西部风沙和台风路径奇异等灾害新特点，加强监测预警，提高风险管控能力。根据冬季变暖程度调整建筑和交通工程布局，修订技术标准。

华北地区 落实水资源刚性约束要求，建设节水型社会，开发利用非常规水源，推进华北地区地下水超采综合治理，改善水生态环境。加强极端天气气候事件监测预警，完善应急预案和响应，修订防灾工程技术标准，提高防洪排涝和调蓄抗旱能力。推广节水灌溉与农艺，防控有害生物入侵蔓延，构筑农业减灾与适应技术体系，建成黄淮海平原高产优质农产品、全国最大绿色食品加工制造和优质口粮供应基地。加强气候变化健康影响监测，防控媒传疾病北扩。健全突发公共卫生事件社区应急管理机制。牧区强化草畜平衡管理，加

强草地防火和鼠虫害防治。统筹推进林草植被恢复、京津风沙源综合治理等重点任务，建成生态农牧业与旅游产业体系和生态屏障绿色长城。华东地区 坚持科学规划城市群布局，健全基础设施，提高蓝绿空间占比，创建气候适应型社区，建设韧性宜居城市。提升台风、内涝、热浪、寒潮、龙卷风与风暴潮监测预警和应急防范能力，推广以水调温减轻高温热浪危害的经验。提高海岸防护标准，控制人工岸线扩张，防控近海赤潮、海水侵蚀与咸潮上溯，提高应对海平面上升与海洋灾害能力。实施基于自然的解决方案，提高黄海滨海湿地与海草床、东南沿海红树林与珊瑚礁保护水平。发展气候智慧型农业，适度扩大双季稻种植，减轻越冬作物湿害与夏季水稻热害。提高海洋经济活动、交通、旅游等气象安全保障水平。华中地区 加强山区水土保持与水利建设，提高水体及蓄滞洪区联合调度能力，平原加固堤防，清除行洪障碍，完善排灌系统和应急预案。调整建筑物供暖、制冷和劳动保护标准，城市实施立体绿化覆盖，改善住宅隔热、通风与遮荫。适度退田还湖，保护湿地生物多样性。双季稻适度北扩，山区发展立体特色林果，建成南方最大粮油渔高产优质基地。完善疾病防控体系，防控血吸虫等媒传疾病与有害生物北扩。加强脆弱人群气候敏感疾病发病条件监测预警和气象舒适度预测，提高居民健康水平。华南地区 加强气象与海洋灾害监测预警、风险评估和防护设施建设，减轻台风、风暴潮与赤潮危害。实施基于自然的解决方案，保护南海自然岸线、红树林、珊瑚礁与海洋生物多样性。建成具有世界先进水平的大湾区现代气象业务、服务、科技创新和管理体系并辐射整个华南地区。监控登革热等媒传疾病与生物入侵，加强高温热浪预警与脆弱人群保护气象服务。推广循环高效生态农渔模式，扩大冬种农业生产，建成国际先进种业基地。生物措施与工程措施相结合治理水土流失与石漠化，适度北扩热带亚热带经济林果，振兴山村经济。发展越冬避寒旅游和滨海海洋旅游。西北地区 黄土高原巩固水土保持成果，推广集雨补灌、覆盖与保护性耕作，提高水分利用效率，防止出现土壤干层。利用热量增加调整作物品种与播期，发展特色林果。保护秦巴山地珍稀物种与南水北调中线水源涵养地，打造山清水秀、宜业宜游的美丽宜居乡村。统筹推进农业节水增效、工业节水减排和城市节水降损。甘新干旱区兴修山谷水库，完善输调水与灌区工程，推进西北区域人工影响天气能力建设，全流域统筹水资源开发利用。建成粮食和棉花、瓜果等优质特色农产品基地。提高防沙治沙水平和灾害监测预警能力，因地制宜发展沙产业。加强融雪性洪水、沙尘暴、暴风雪、热浪、冰川灾害（冰川跃动、冰崩、融水等）等灾害监测预警与应急管理。保护生物多样性与自然遗产，发展特色景观、生态与历史民族文化旅游。西南地区 加强自然保护区管理，建立缓冲区，限制人类活动干扰。保护濒危物种，建立种子库和基因库，防控生物入侵，必要时迁移保护，建成世界高水平生物多样性保护样板。根据林线上升调整造林与旱季森林防火部署。恢复岩溶山区植被，综合治理石漠化。加强气候敏感生态脆弱地区特色景观、自然遗产、历史文化与民族风俗保护，建成世界知名生态与民族文化旅游地。开展农业气候精细区划，发展高效立体农业，以集雨、拦蓄、提水与节水灌溉等小型工程为主减轻高

原冬春干旱，建成特色经济作物优势产区。改善城乡基础设施，加强高原山地基础设施与重大工程建设气候可行性论证，修订工程技术标准。青藏高原 全面加强高原气候系统与生态环境状况监测。加强水源地生态、冰雪灾害与地质灾害监测预警和应急响应，针对冻土变浅、不稳定和多灾频发，加强气候风险评估与气象保障服务，调整布局与技术标准，确保重大工程与基础设施安全运行。健全高原生态保护体系，建设生态廊道，改善珍稀动物栖息地环境，保护高原生物多样性和藏族生态文化遗产。加强高寒草地保护和气候承载力评估，以草定畜。改善林分结构，防控森林火灾与虫鼠害，综合治理土地沙化与草原退化。调整作物与品种布局，适度扩大河谷平原种植规模和灌溉面积。适度开发生态旅游与民族文化旅游，推广气候敏感产业适应技术，拓宽农牧民生计，加快城市化进程，繁荣发展铁路经济带。

第三节 提升重大战略区域适应气候变化能力

京津冀协同发展战略区域 在区域国土空间规划中深化水资源、气候承载力与环境容量等重要内容，合理配置京津冀人口承载，探索人口经济密集地区优化开发新模式，率先实现气候智慧型经济转型。实施最严格水资源管理政策，实施取用水总量红线预警机制，加强京津冀大城市雨水资源化利用，推动海水淡化产业发展。协调保护和治理生态环境，衔接国土空间规划分区和用途管制要求，严格落实“三线一单”要求。强化极端天气气候事件监测预警，加强防灾减灾协调联动。发挥京津冀科技、教育、文化资源优势，引领全国适应气候变化科学研究与技术研发。2035 年基本建成国际先进的气候适应型宜居城市群。

长江经济带发展战略区域 持续提升长江流域生态环境质量，坚持自然恢复为主，统筹推进水系连通、退耕退养还林还湿等重要生态系统保护修复工程。开展流域水生态系统完整性调查与评价，加强水生生物多样性保护和恢复。保障水资源安全，加强长江流域水资源统一管理和调配，深入开展水工程联合调度，加强重点河湖生态流量保障监测预警，保障河湖生态流量。建立健全生态产品价值实现机制政策制度体系，推动生态产品价值实现。依托长江黄金水道，完善综合立体交通网络，加强铁水、江海联运等各种交通运输方式协调发展和有机衔接，提高支撑畅通国内国际双循环的能力。

粤港澳大湾区战略区域 构建粤港澳生态廊道和生物多样性保护网络，强化自然生态空间用途管制，开展滨海湿地跨境联合保护。优化城市绿道、森林湿地步道等公共慢行系统，建设环境优美的宜居宜业宜游优质生活圈。完善粤港澳三地灾害会商、信息互通、协同处置机制，重点加强对海平面上升、台风与海洋灾害的协同监测、预警和应急响应。扩大珠江上游水库容量，增强枯水季节以淡压咸能力。加强实时高温健康监测，针对不同人群阈值发布高温预警信息，加强气候敏感疾病传播风险监测预警，规划健康行动。统一规划、科学部署粤港澳三地城市绿化空间建设，增加城市湿地、绿地与水体缓解热岛效应。优化城市间高效连接的网络化空间格局，打造充满活力的世界级气候适应型城市群。

长三角一体化战略区域 建立政府间生态环境联合监测、联合执法创新机制，实施城市群横向生态保护补偿、异地开发等行动。加

强长三角区域海洋保护地建设，优化生态功能空间布局，提升生态环境品质，打造崇明世界级生态岛。加高加固海堤工程，建设黄浦江口防潮堤工程，防止海平面上升淹没，防控咸潮上溯。推进落实区域风险数据共享、预测预警、联防联控和科研协作等联合行动，建立气候变化风险监测与气候治理技术数字平台，完善高温热浪与气候敏感疾病监测应急响应平台。建立健全应对极端天气气候事件的应急预案和配套制度，提升专业搜救打捞能力，健全应急联动和社会响应体系。建立长三角协调机制，充分发挥规模效应，引领气候智慧型经济转型发展和气候适应型社会构建。黄河流域生态保护和高质量发展战略区域 全面实施黄河流域深度节水控水行动，推进水资源集约节约利用。精准识别生态空间功能，强化生态恢复和治理，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理。推动全流域气候变化联网式综合监测评估、精细化预估，深化区域间数据共享与技术合作，提高灾害预警能力。完善公共安全、健康、灾害防范和应急管理基础设施，做到以防为主、以治为辅。防范气候返贫，上游地区着力生态保护与水源涵养，开发区域特色产业，推进重点生态功能区和欠发达地区生态建设。构建流域一体化的交通路网、基础设施、公共服务系统，全面推动跨区域协同发展和跨产业衔接。

第七章 战略实施

坚持党的全面领导，健全战略实施保障机制，强化科技支撑， 促进国际合作，最大程度激发各类主体的活力和创造力，形成全面适应气候变化的积极氛围。

第一节 加强组织实施

强化组织领导。生态环境部负责牵头协调本战略实施工作，研究制定地方适应气候变化行动方案编制指南，协调推动各有关部门、地方强化适应气候变化行动。各有关部门要按照职责分工，进一步细化落实举措，编制本领域适应气候变化行动方案，认真贯彻执行。各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团生态环境厅（局）要结合本地实际，牵头研究编制省级适应气候变化行动方案，并会同有关部门做好组织实施。加强机制建设。建立完善适应气候变化相关法律法规和制度体系。强化统筹指导与协调配合，健全适应气候变化协调工作机制， 形成适应气候变化政策与行动合力。探索建立国家适应气候变化信息共享机制和平台，推动资源、信息、数据交流共享。建立适应气候变化工作成效评估机制，定期开展适应气候变化政策与行动评估， 抓好任务落实和监督检查，分析实施效果，及时研究解决问题。推动试点示范。综合考虑气候类型、地域特征、城市定位、工作基础等因素，因地制宜，分类指导，深化气候适应型城市建设试点，到 2035 年形成试点城市适应气候变化理念广泛普及、能力显著提升、经验有效推广的良好局面。探索在重点脆弱领域和区域开展适应气候变化相关试点示范行动，总结推广可复制的经验做法。

第二节 加强财政金融支撑

完善财政金融支持政策。构建有利于应对气候变化的财政政策体系。通过碳减排支持工具引导金融机构扩大绿色资金投放。引导银行、证券、保险、基金等商业性金融机构投

资气候适应项目建设。加快研究制定转型金融标准，推动金融体系对应对气候变化目标做出系统性响应。推动绿色金融市场创新。鼓励发展可持续发展挂钩债券、巨灾保险、重点领域气候风险保险等创新型产品，发挥金融市场提供适应气候变化资金的积极作用。完善多元化资金支持适应气候变化机制，引导创业投资基金、私募股权投资基金、信托基金等市场资源，争取国际资金及双边或多边合作的贷款和赠款，投资适应气候变化领域。构建气候投融资保障体系。开展气候投融资地方试点，建立气候投融资项目库，推动气候投融资模式机制创新。发挥国家产融合作平台作用，引导金融机构精准对接企业融资需求。构建适应投融资保障体系，建立气候风险防范化解机制，强化气候适应数据统计和信息披露。

第三节 强化科技支撑

加强基础科研。组织开展中长期气候变化情景预估和预研究，改进气候变化观测和重建数据质量，精确刻画模拟气候变化关键过程和趋势。系统开展适应气候变化基础研究，加强气候变化监测预警、影响分析和风险评估、脆弱性与适应能力评估等重大问题研究。加强适应气候变化相关标准研究。加快技术研发推广。加强适应气候变化关键技术研发，推进适应技术集成创新，熟化适应核心技术，构建分领域分产业分区域的适应气候变化技术体系。强化适应气候变化技术成果转化平台建设，开展适应气候变化示范技术遴选，促进适应技术转化推广。开展基于未来长期气候变化情景的适应技术预研究，进行必要的技术储备。强化科技资源配置。加强重点行业与区域适应气候变化科技资源协同共享，提升科研基础设施和科技平台建设水平，强化适应气候变化科技资源长期性、稳定性、基础性支撑。加强国际、区域间适应气候变化科技交流，推动经验借鉴与信息共享。

第四节 加强能力建设

加强宣传教育。结合重要时间节点，开展适应气候变化主题宣传活动。编制适应气候变化科普教育系列丛书，通过学科教育、课外活动、讲座研讨等方式推动适应气候变化进校园。加强适应气候变化典型案例的经验交流与宣传推广。创新宣传手段和模式，普及适应气候变化理念，引导绿色消费和气候适应型生活方式，同时加强我国适应气候变化措施和成效的对外宣传工作。加强队伍建设。加强适应气候变化基层人才队伍建设，形成一支政治坚定、业务精通、纪律严明、作风过硬的干部队伍。建立跨领域、多层次的适应气候变化专家库，开展适应气候变化专家帮扶专项行动。定期组织适应气候变化知识和业务培训，提高适应气候变化决策实施能力。加强公众参与。广泛动员企业、社区、社团、公民积极参与适应气候变化工作，推动适应行动主体多元化。组织形成社区、企业网格化协调机制，发展壮大志愿者队伍，动员全社会力量，形成全社会广泛参与氛围。

第五节 深化国际合作

积极参与多边框架下适应气候变化工作。深入参与《联合国气候变化框架公约》及其《巴黎协定》等主渠道下全球适应治理进程，做好国际国内工作统筹协调。深度参与政府间气候变化专门委员会（IPCC）评估进程，提升我国气候变化科学评估能力。提升救援能

力，积极参与气候变化引起的灾害国际人道主义救援行动。加强应对气候变化国际人才培养和交流。拓宽适应气候变化国际合作机遇。积极参与适应气候变化国际合作，讲好我国适应气候变化故事，提升我国在适应气候变化领域的影响力。进一步拓展与全球适应中心、联合国环境规划署等国际机构的合作领域，加强与发达国家及世界银行、亚洲开发银行、亚洲基础设施投资银行、新开发银行等多边金融机构和绿色气候基金、全球环境基金等履约资金机制的务实合作，强化与其他国际环境公约履约的协同增效，提升适应气候变化能力。加强适应气候变化南南合作。加强与有关发展中国家政策交流和经验互鉴，开展适应气候变化人才交流培训。加强农业生产、水资源管理、灾害监测预警、基础设施建设等领域适应气候变化的南南合作，在力所能及范围内对最不发达国家、小岛屿国家、非洲国家等受气候变化不利影响严重的发展中国家加大支持力度。

2.7 关于印发《减污降碳协同增效实施方案》的通知

环综合〔2022〕42 号

各省、自治区、直辖市和新疆生产建设兵团生态环境厅（局）、发展改革委、工业和信息化主管部门、住房和城乡建设厅（局）、交通运输厅（局、委）、农业农村（农牧）厅（局、委）、能源局：

《减污降碳协同增效实施方案》已经碳达峰碳中和工作领导小组同意，现印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

生态环境部 国家发展和改革委员会
工业和信息化部 住房和城乡建设部
交通运输部 农业农村部
国家能源局
2022 年 6 月 10 日

（此件社会公开）

抄送：教育部、科技部、司法部、财政部、自然资源部、水利部、商务部、人民银行、税务总局、市场监管总局、统计局、国管局、气象局、银保监会、证监会、林草局、乡村振兴局，中国国家铁路集团有限公司，各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团。

生态环境部办公厅 2022 年 6 月 13 日印发

附件：

减污降碳协同增效实施方案

为深入贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和决策部署，落实新发展阶段生态文明建设有关要求，协同推进减污降碳，实现一体谋划、一体部署、一体推进、一体考核，制定本实施方案。

一、面临形势

党的十八大以来，我国生态文明建设和生态环境保护取得历史性成就，生态环境质量持续改善，碳排放强度显著降低。但也要看到，我国发展不平衡、不充分问题依然突出，生态环境保护形势依然严峻，结构性、根源性、趋势性压力总体上尚未根本缓解，实现美丽中国建设和碳达峰碳中和目标愿景任重道远。与发达国家基本解决环境污染问题后转入强化碳排放控制阶段不同，当前我国生态文明建设同时面临实现生态环境根本好转和碳达峰碳中和两大战略任务，生态环境多目标治理要求进一步凸显，协同推进减污降碳已成为

我国新发展阶段经济社会发展全面绿色转型的必然选择。面对生态文明建设新形势新任务新要求，基于环境污染物和碳排放高度同根同源的特征，必须立足实际，遵循减污降碳内在规律，强化源头治理、系统治理、综合治理，切实发挥好降碳行动对生态环境质量改善的源头牵引作用，充分利用现有生态环境制度体系协同促进低碳发展，创新政策措施，优化治理路线，推动减污降碳协同增效。

二、总体要求

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，按照党中央、国务院决策部署，深入贯彻习近平生态文明思想，坚持稳中求进工作总基调，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，推动高质量发展，把实现减污降碳协同增效作为促进经济社会发展全面绿色转型的总抓手，锚定美丽中国建设和碳达峰碳中和目标，科学把握污染防治和气候治理的整体性，以结构调整、布局优化为关键，以优化治理路径为重点，以政策协同、机制创新为手段，完善法规标准，强化科技支撑，全面提高环境治理综合效能，实现环境效益、气候效益、经济效益多赢。

（二）工作原则。

突出协同增效。坚持系统观念，统筹碳达峰碳中和与生态环境保护相关工作，强化目标协同、区域协同、领域协同、任务协同、政策协同、监管协同，增强生态环境政策与能源产业政策协同性，以碳达峰行动进一步深化环境治理，以环境治理助推高质量达峰。

强化源头防控。紧盯环境污染物和碳排放主要源头，突出主要领域、重点行业和关键环节，强化资源能源节约和高效利用，加快形成有利于减污降碳的产业结构、生产方式和生活方式。

优化技术路径。统筹水、气、土、固废、温室气体等领域减排要求，优化治理目标、治理工艺和技术路线，优先采用基于自然的解决方案，加强技术研发应用，强化多污染物与温室气体协同控制，增强污染防治与碳排放治理的协调性。

注重机制创新。充分利用现有法律、法规、标准、政策体系和统计、监测、监管能力，完善管理制度、基础能力和市场机制，一体推进减污降碳，形成有效激励约束，有力支撑减污降碳目标任务落地实施。

鼓励先行先试。发挥基层积极性和创造力，创新管理方式，形成各具特色的典型做法和有效模式，加强推广应用，实现多层面、多领域减污降碳协同增效。

（三）主要目标。

到 2025 年，减污降碳协同推进的工作格局基本形成；重点区域、重点领域结构优化调整和绿色低碳发展取得明显成效；形成一批可复制、可推广的典型经验；减污降碳协同度有效提升。

到 2030 年，减污降碳协同能力显著提升，助力实现碳达峰目标；大气污染防治重点区域碳达峰与空气质量改善协同推进取得显著成效；水、土壤、固体废物等污染防治领域协同治理水平显著提高。

三、加强源头防控

（四）强化生态环境分区管控。构建城市化地区、农产品主产区、重点生态功能区分类指导的减污降碳政策体系。衔接国土空间规划分区和用途管制要求，将碳达峰碳中和要求纳入“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单）分区管控体系。增强区域环境质量改善目标对能源和产业布局的引导作用，研究建立以区域环境质量改善和碳达峰目标为导向的产业准入及退出清单制度。加大污染严重地区结构调整和布局优化力度，加快推动重点区域、重点流域落后和过剩产能退出。依法加快城市建成区重污染企业搬迁改造或关闭退出。（生态环境部、国家发展改革委、工业和信息化部、自然资源部、水利部按职责分工负责）

（五）加强生态环境准入管理。坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，高耗能、高排放项目审批要严格落实国家产业规划、产业政策、“三线一单”、环评审批、取水许可审批、节能审查以及污染物区域削减替代等要求，采取先进适用的工艺技术和装备，提升高耗能项目能耗准入标准，能耗、物耗、水耗要达到清洁生产先进水平。持续加强产业集群环境治理，明确产业布局和发展方向，高起点设定项目准入类别，引导产业向“专精特新”转型。在产业结构调整指导目录中考虑减污降碳协同增效要求，优化鼓励类、限制类、淘汰类相关项目类别。优化生态环境影响相关评价方法和准入要求，推动在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目。大气污染防治重点区域严禁新增钢铁、焦化、炼油、电解铝、水泥、平板玻璃（不含光伏玻璃）等产能。（生态环境部、国家发展改革委、工业和信息化部、水利部、市场监管总局、国家能源局按职责分工负责）

（六）推动能源绿色低碳转型。统筹能源安全和绿色低碳发展，推动能源供给体系清洁化低碳化和终端能源消费电气化。实施可再生能源替代行动，大力发展风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等，因地制宜开发水电，开展小水电绿色改造，在严监管、确保绝对安全前提下有序发展核电，不断提高非化石能源消费比重。严控煤电项目，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。重点削减散煤等非电用煤，严禁在国家政策允许的领域以外新（扩）建燃煤自备电厂。持续推进北方地区冬季清洁取暖。新改扩建工业炉窑采用清洁低碳能源，优化天然气使用方式，优先保障居民用气，有序推进工业燃煤和农业用煤天然气替代。（国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、自然资源部、生态环境部、住房城乡建设部、农业农村部、水利部、市场监管总局按职责分工负责）

（七）加快形成绿色生活方式。倡导简约适度、绿色低碳、文明健康的生活方式，从源头上减少污染物和碳排放。扩大绿色低碳产品供给和消费，加快推进构建统一的绿色产

品认证与标识体系，完善绿色产品推广机制。开展绿色社区等建设，深入开展全社会反对浪费行动。推广绿色包装，推动包装印刷减量化，减少印刷面积和颜色种类。引导公众优先选择公共交通、自行车和步行等绿色低碳出行方式。发挥公共机构特别是党政机节能减排引领示范作用。探索建立“碳普惠”等公众参与机制。（国家发展改革委、生态环境部、工业和信息化部、财政部、住房城乡建设部、交通运输部、商务部、市场监管总局、国管局按职责分工负责）

四、突出重点领域

（八）推进工业领域协同增效。实施绿色制造工程，推广绿色设计，探索产品设计、生产工艺、产品分销以及回收处置利用全产业链绿色化，加快工业领域源头减排、过程控制、末端治理、综合利用全流程绿色发展。推进工业节能和能效水平提升。依法实施“双超双有高耗能”企业强制性清洁生产审核，开展重点行业清洁生产改造，推动一批重点企业达到国际领先水平。研究建立大气环境容量约束下的钢铁、焦化等行业去产能长效机制，逐步减少独立烧结、热轧企业数量。大力支持电炉短流程工艺发展，水泥行业加快原燃料替代，石化行业加快推动减油增化，铝行业提高再生铝比例，推广高效低碳技术，加快再生有色金属产业发展。2025 年和 2030 年，全国短流程炼钢占比分别提升至 15%、20% 以上。2025 年再生铝产量达到 1150 万吨，2030 年电解铝使用可再生能源比例提高至 30% 以上。推动冶炼副产能源资源与建材、石化、化工行业深度耦合发展。鼓励重点行业企业探索采用多污染物和温室气体协同控制技术工艺，开展协同创新。推动碳捕集、利用与封存技术在工业领域应用。（工业和信息化部、国家发展改革委、生态环境部、国家能源局按职责分工负责）

（九）推进交通运输协同增效。加快推进“公转铁”“公转水”，提高铁路、水运在综合运输中的承运比例。发展城市绿色配送体系，加强城市慢行交通系统建设。加快新能源车发展，逐步推动公共领域用车电动化，有序推动老旧车辆替换为新能源车辆和非道路移动机械使用新能源清洁能源动力，探索开展中重型电动、燃料电池货车示范应用和商业化运营。到 2030 年，大气污染防治重点区域新能源汽车新车销售量达到汽车新车销售量的 50% 左右。加快淘汰老旧船舶，推动新能源、清洁能源动力船舶应用，加快港口供电设施建设，推动船舶靠港使用岸电。（交通运输部、国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部、住房城乡建设部、中国国家铁路集团有限公司按职责分工负责）

（十）推进城乡建设协同增效。优化城镇布局，合理控制城镇建筑总规模，加强建筑拆建管理，多措并举提高绿色建筑比例，推动超低能耗建筑、近零碳建筑规模化发展。稳步发展装配式建筑，推广使用绿色建材。推动北方地区建筑节能绿色改造与清洁取暖同步实施，优先支持大气污染防治重点区域利用太阳能、地热、生物质能等可再生能源满足建筑供热、制冷及生活热水等用能需求。鼓励在城镇老旧小区改造、农村危房改造、农房抗震改造等过程中同步实施建筑绿色化改造。鼓励小规模、渐进式更新和微改造，推进建筑

废弃物再生利用。合理控制城市照明能耗。大力发展光伏建筑一体化应用，开展光储直柔一体化试点。在农村人居环境整治提升中统筹考虑减污降碳要求。（住房城乡建设部、自然资源部、生态环境部、农业农村部、国家能源局、国家乡村振兴局等按职责分工负责）

（十一）推进农业领域协同增效。推行农业绿色生产方式，协同推进种植业、畜牧业、渔业节能减排与污染治理。深入实施化肥农药减量增效行动，加强种植业面源污染防治，优化稻田水分灌溉管理，推广优良品种和绿色高效栽培技术，提高氮肥利用效率，到 2025 年，三大粮食作物化肥、农药利用率均提高到 43%。提升秸秆综合利用水平，强化秸秆焚烧管控。提高畜禽粪污资源化利用水平，适度发展稻渔综合种养、渔光一体、鱼菜共生等多层次综合水产养殖模式，推进渔船渔机节能减排。加快老旧农机报废更新力度，推广先进适用的低碳节能农机装备。在农业领域大力推广生物质能、太阳能等绿色用能模式，加快农村取暖炊事、农业及农产品加工设施等可再生能源替代。（农业农村部、生态环境部、国家能源局按职责分工负责）

（十二）推进生态建设协同增效。坚持因地制宜，宜林则林，宜草则草，科学开展大规模国土绿化行动，持续增加森林面积和蓄积量。强化生态保护监管，完善自然保护地、生态保护红线监管制度，落实不同生态功能区分级分区保护、修复、监管要求，强化河湖生态流量管理。加强土地利用变化管理和森林可持续经营。全面加强天然林保护修复。实施生物多样性保护重大工程。科学推进荒漠化、石漠化、水土流失综合治理，科学实施重点区域生态保护和修复综合治理项目，建设生态清洁小流域。坚持以自然恢复为主，推行森林、草原、河流、湖泊、湿地休养生息，加强海洋生态系统保护，改善水生态环境，提升生态系统质量和稳定性。加强城市生态建设，完善城市绿色生态网络，科学规划、合理布局城市生态廊道和生态缓冲带。优化城市绿化树种，降低花粉污染和自然源挥发性有机物排放，优先选择乡土树种。提升城市水体自然岸线保有率。开展生态改善、环境扩容、碳汇提升等方面效果综合评估，不断提升生态系统碳汇与净化功能。（国家林草局、国家发展改革委、自然资源部、生态环境部、住房城乡建设部、水利部按职责分工负责）

五、优化环境治理

（十三）推进大气污染防治协同控制。优化治理技术路线，加大氮氧化物、挥发性有机物（VOCs）以及温室气体协同减排力度。一体推进重点行业大气污染深度治理与节能降碳行动，推动钢铁、水泥、焦化行业及锅炉超低排放改造，探索开展大气污染物与温室气体排放协同控制改造提升工程试点。VOCs 等大气污染物治理优先采用源头替代措施。推进大气污染防治设备节能降耗，提高设备自动化智能化运行水平。加强消耗臭氧层物质和氢氟碳化物管理，加快使用含氢氯氟烃生产线改造，逐步淘汰氢氯氟烃使用。推进移动源大气污染物排放和碳排放协同治理。（生态环境部、国家发展改革委、工业和信息化部、交通运输部、国家能源局按职责分工负责）

（十四）推进水环境治理协同控制。大力推进污水资源化利用。提高工业用水效率，推进产业园区用水系统集成优化，实现串联用水、分质用水、一水多用、梯级利用和再生利用。构建区域再生水循环利用体系，因地制宜建设人工湿地水质净化工程及再生水调蓄设施。探索推广污水社区化分类处理和就地回用。建设资源能源标杆再生水厂。推进污水处理厂节能降耗，优化工艺流程，提高处理效率；鼓励污水处理厂采用高效水力输送、混合搅拌和鼓风曝气装置等高效低能耗设备；推广污水处理厂污泥沼气热电联产及水源热泵等热能利用技术；提高污泥处置和综合利用水平；在污水处理厂推广建设太阳能发电设施。开展城镇污水处理和资源化利用碳排放测算，优化污水处理设施能耗和碳排放管理。以资源化、生态化和可持续化为导向，因地制宜推进农村生活污水集中或分散式治理及就近回用。（生态环境部、国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、农业农村部按职责分工负责）

（十五）推进土壤污染治理协同控制。合理规划污染地块土地用途，鼓励农药、化工等行业中重度污染地块优先规划用于拓展生态空间，降低修复能耗。鼓励绿色低碳修复，优化土壤污染风险管控和修复技术路线，注重节能降耗。推动严格管控类受污染耕地植树造林增汇，研究利用废弃矿山、采煤沉陷区受损土地、已封场垃圾填埋场、污染地块等因地制宜规划建设光伏发电、风力发电等新能源项目。（生态环境部、国家发展改革委、自然资源部、住房城乡建设部、国家能源局、国家林草局按职责分工负责）

（十六）推进固体废物污染防治协同控制。强化资源回收和综合利用，加强“无废城市”建设。推动煤矸石、粉煤灰、尾矿、冶炼渣等工业固废资源利用或替代建材生产原料，到 2025 年，新增大宗固废综合利用率达到 60%，存量大宗固废有序减少。推进退役动力电池、光伏组件、风电机组叶片等新型废弃物回收利用。加强生活垃圾减量化、资源化和无害化处理，大力推进垃圾分类，优化生活垃圾处理处置方式，加强可回收物和厨余垃圾资源化利用，持续推进生活垃圾焚烧处理能力建设。减少有机垃圾填埋，加强生活垃圾填埋场垃圾渗滤液、恶臭和温室气体协同控制，推动垃圾填埋场填埋气收集和利用设施建设。因地制宜稳步推进生物质能多元化开发利用。禁止持久性有机污染物和添汞产品的非法生产，从源头减少含有毒有害化学物质的固体废物产生。（生态环境部、国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、商务部、市场监管总局、国家能源局按职责分工负责）

六、开展模式创新

（十七）开展区域减污降碳协同创新。基于深入打好污染防治攻坚战和碳达峰目标要求，在国家重大战略区域、大气污染防治重点区域、重点海湾、重点城市群，加快探索减污降碳协同增效的有效模式，优化区域产业结构、能源结构、交通运输结构，培育绿色低碳生活方式，加强技术创新和体制机制创新，助力实现区域绿色低碳发展目标。（生态环境部、国家发展改革委等按职责分工负责）

（十八）开展城市减污降碳协同创新。统筹污染治理、生态保护以及温室气体减排要求，在国家环境保护模范城市、“无废城市”建设中强化减污降碳协同增效要求，探索不同类型城市减污降碳推进机制，在城市建设、生产生活各领域加强减污降碳协同增效，加快实现城市绿色低碳发展。（生态环境部、国家发展改革委、住房城乡建设部等按职责分工负责）

（十九）开展产业园区减污降碳协同创新。鼓励各类产业园区根据自身主导产业和污染物、碳排放水平，积极探索推进减污降碳协同增效，优化园区空间布局，大力推广使用新能源，促进园区能源系统优化和梯级利用、水资源集约节约高效循环利用、废物综合利用，升级改造污水处理设施和垃圾焚烧设施，提升基础设施绿色低碳发展水平。（生态环境部、国家发展改革委、科技部、工业和信息化部、住房城乡建设部、水利部、商务部等按职责分工负责）

（二十）开展企业减污降碳协同创新。通过政策激励、提升标准、鼓励先进等手段，推动重点行业企业开展减污降碳试点工作。鼓励企业采取工艺改进、能源替代、节能提效、综合治理等措施，实现生产过程中大气、水和固体废物等多种污染物以及温室气体大幅减排，显著提升环境治理绩效，实现污染物和碳排放均达到行业先进水平，“十四五”期间力争推动一批企业开展减污降碳协同创新行动；支持企业进一步探索深度减污降碳路径，打造“双近零”排放标杆企业。（生态环境部负责）

七、强化支撑保障

（二十一）加强协同技术研发应用。加强减污降碳协同增效基础科学和机理研究，在大气污染防治、碳达峰碳中和等国家重点研发项目中设置研究任务，建设一批相关重点实验室，部署实施一批重点创新项目。加强氢能冶金、二氧化碳合成化学品、新型电力系统关键技术等研发，推动炼化系统能量优化、低温室效应制冷剂替代、碳捕集与利用等技术试点应用，推广光储直柔、可再生能源与建筑一体化、智慧交通、交通能源融合技术。开展烟气超低排放与碳减排协同技术创新，研发多污染物系统治理、VOCs 源头替代、低温脱硝等技术和装备。充分利用国家生态环境科技成果转化综合服务平台，实施百城千县万名专家生态环境科技帮扶行动，提升减污降碳科技成果转化力度和效率。加快重点领域绿色低碳共性技术示范、制造、系统集成和产业化。开展水土保持措施碳汇效应研究。加强科技创新能力建设，推动重点方向学科交叉研究，形成减污降碳领域国家战略科技力量。（科技部、国家发展改革委、生态环境部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、国家能源局按职责分工负责）

（二十二）完善减污降碳法规标准。制定实施《碳排放权交易管理暂行条例》。推动将协同控制温室气体排放纳入生态环境相关法律法规。完善生态环境标准体系，制修订相关排放标准，强化非二氧化碳温室气体管控，研究制订重点行业温室气体排放标准，制定污染物与温室气体排放协同控制可行技术指南、监测技术指南。完善汽车等移动源排放标

准，推动污染物与温室气体排放协同控制。（生态环境部、司法部、工业和信息化部、交通运输部、市场监管总局按职责分工负责）

（二十三）加强减污降碳协同管理。研究探索统筹排污许可和碳排放管理，衔接减污降碳管理要求。加快全国碳排放权交易市场建设，严厉打击碳排放数据造假行为，强化日常监管，建立长效机制，严格落实履约制度，优化配额分配方法。开展相关计量技术研究，建立健全计量测试服务体系。开展重点城市、产业园区、重点企业减污降碳协同度评价研究，引导各地区优化协同管理机制。推动污染物和碳排放量大的企业开展环境信息依法披露。（生态环境部、国家发展改革委、工业和信息化部、市场监管总局、国家能源局按职责分工负责）

（二十四）强化减污降碳经济政策。加大对绿色低碳投资项目和协同技术应用的财政政策支持，财政部门要做好减污降碳相关经费保障。大力发展绿色金融，用好碳减排货币政策工具，引导金融机构和社会资本加大对减污降碳的支持力度。扎实推进气候投融资，建设国家气候投融资项目库，开展气候投融资试点。建立有助于企业绿色低碳发展的绿色电价政策。将清洁取暖财政政策支持范围扩大到整个北方地区，有序推进散煤替代和既有建筑节能改造工作。加强清洁生产审核和评价认证结果应用，将其作为阶梯电价、用水定额、重污染天气绩效分级管控等差异化政策制定和实施的重要依据。推动绿色电力交易试点。（财政部、国家发展改革委、生态环境部、住房城乡建设部、交通运输部、人民银行、银保监会、证监会按职责分工负责）

（二十五）提升减污降碳基础能力。拓展完善天地一体监测网络，提升减污降碳协同监测能力。健全排放源统计调查、核算核查、监管制度，按履约要求编制国家温室气体排放清单，建立温室气体排放因子库。研究建立固定源污染物与碳排放核查协同管理制度，实行一体化监管执法。依托移动源环保信息公开、达标监管、检测与维修等制度，探索实施移动源碳排放核查、核算与报告制度。（生态环境部、国家发展改革委、国家统计局按职责分工负责）

八、加强组织实施

（二十六）加强组织领导。各地区各有关部门要认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，充分认识减污降碳协同增效工作的重要性、紧迫性，坚决扛起责任，抓好贯彻落实。各有关部门要加强协调配合，各司其职，各负其责，形成合力，系统推进相关工作。各地区生态环境部门要结合实际，制定实施方案，明确时间目标，细化工作任务，确保各项重点举措落地见效。（各相关部门、地方按职责分工负责）

（二十七）加强宣传教育。将绿色低碳发展纳入国民教育体系。加强干部队伍能力建设，组织开展减污降碳协同增效业务培训，提升相关部门、地方政府、企业管理人员能力水平。加强宣传引导，选树减污降碳先进典型，发挥榜样示范和价值引领作用，利用六五环境日、全国低碳日、全国节能宣传周等广泛开展宣传教育活动。开展生态环境保护 and 应

对气候变化科普活动。加大信息公开力度，完善公众监督和举报反馈机制，提高环境决策公众参与水平。（生态环境部、国家发展改革委、教育部、科技部按职责分工负责）

（二十八）加强国际合作。积极参与全球气候和环境治理，广泛开展应对气候变化、保护生物多样性、海洋环境治理等生态环保国际合作，与共建“一带一路”国家开展绿色发展政策沟通，加强减污降碳政策、标准联通，在绿色低碳技术研发应用、绿色基础设施建设、绿色金融、气候投融资等领域开展务实合作。加强减污降碳国际经验交流，为实现2030年全球可持续发展目标贡献中国智慧、中国方案。（生态环境部、国家发展改革委、科技部、财政部、住房城乡建设部、人民银行、市场监管总局、中国气象局、证监会、国家林草局等按职责分工负责）

（二十九）加强考核督察。统筹减污降碳工作要求，将温室气体排放控制目标完成情况纳入生态环境相关考核，逐步形成体现减污降碳协同增效要求的生态环境考核体系。（生态环境部牵头负责）



2.8 关于公布气候投融资试点名单的通知

环气候函〔2022〕59号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团生态环境厅（局）、发展改革委、工业和信息化主管部门、住房和城乡建设厅（委、管委、局）；中国人民银行上海总部，各分行、营业管理部，各省会（首府）城市中心支行，各副省级城市中心支行；各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团国资委、机关事务管理部门；各银保监局、证监局：

为贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和有关决策部署，按照《关于促进应对气候变化投融资的指导意见》（环气候〔2020〕57号）和《关于开展气候投融资试点工作的通知》（环办气候〔2021〕27号，以下简称《通知》）有关要求，生态环境部、国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、人民银行、国务院国资委、国管局、银保监会、证监会根据各省份推荐情况，综合考虑工作基础、实施意愿和推广示范效果等因素，确定了气候投融资试点名单（见附件），现予以公布。

请各省（区、市）生态环境部门按照生态环境部统一部署，指导试点地方根据《通知》要求做好气候投融资试点工作，其他管理部门按照《通知》中涉及的重点任务分工做好指导工作。各部门应加强统筹协调，高质量建设气候投融资试点。各地在试点过程中如涉及金融改革创新事项，应遵循“一事一议”原则，按程序报人民银行、银保监会、证监会等金融管理部门审批同意后实施。

附件：气候投融资试点名单

生态环境部
发展改革委
工业和信息化部
住房和城乡建设部
人民银行
国资委
国管局
银保监会
证监会
2022年8月4日

附件：

气候投融资试点名单

北京市密云区、通州区，河北省保定市，山西省太原市、长治市，内蒙古自治区包头市，辽宁省阜新市、金普新区，上海市浦东新区，浙江省丽水市，安徽省滁州市，福建省三明市，山东省西海岸新区，河南省信阳市，湖北省武汉市武昌区，湖南省湘潭市，广东省南沙新区、深圳市福田区，广西壮族自治区柳州市，重庆市两江新区，四川省天府新区，陕西省西咸新区，甘肃省兰州市

2.9 关于公开征求《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》（征求意见稿）意见的函

环办便函〔2022〕375 号

为进一步发挥市场机制对控制温室气体排放、降低全社会减排成本的重要作用，切实做好全国碳排放权交易市场（以下简称全国碳市场）2021 与 2022 年度配额分配工作，我部组织编制形成了《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（征求意见稿）》，现公开征求意见（征求意见稿及编制说明等材料可登录我部网站 <http://www.mee.gov.cn/> “意见征集”栏目检索查阅）。

各机关团体、企事业单位和个人均可提出意见和建议，有关意见请书面反馈我部，电子版材料请同时发至联系人邮箱。征求意见截止时间为 2022 年 11 月 12 日。

联系人：生态环境部应对气候变化司邓朝阳、曹园树

电话：（010）65645635

邮箱：climate_china@mee.gov.cn

地址：北京市东城区东长安街 12 号

邮编：100006

附件：

1. 征求意见单位名单
2. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（征求意见稿）
3. 《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（征求意见稿）》

编制说明

4. 反馈意见建议格式

生态环境部办公厅

2022 年 10 月 31 日

附件 1

征求意见单位名单

国家发展改革委办公厅

工业和信息化部办公厅

国家能源局综合司

各省、自治区、直辖市生态环境厅（局）

新疆生产建设兵团生态环境局

中国电力企业联合会
中国华能集团有限公司
国家能源投资集团有限责任公司
中国大唐集团有限公司
中国华电集团有限公司
国家电力投资集团有限公司

附件 2

2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案

(征求意见稿)

为进一步发挥市场机制对控制温室气体排放、降低全社会减排成本的重要作用，切实做好全国碳排放权交易市场（以下简称全国碳市场 2021 与 2022 年度配额分配工作，推动全国碳市场建设健康发展，助力我国碳达峰、碳中和目标实现，根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，制定本方案。

一、总体要求

(一) 基本原则

坚持服务大局。以助力火电行业顺利实现碳达峰为目标，充分考虑新冠疫情影响、国内外经济形势、能源供应形势等因素，合理设计配额方案。坚持稳中求进。基本延续配额分配制度的总体框架、行业范围、纳入门槛、主要规则以及基于排放强度设计配额分配机制。持续完善配额分配制度，夯实相关数据基础，提升信息化管理水平。坚持政策导向。鼓励大容量、高效率、低排放机组和承担热电联产任务等机组，支持优化电源结构，充分发挥碳市场降低社会减排成本的作用。

(二) 实施范围

本方案适用于纳入 2021、2022 年度全国碳市场配额管理的重点排放单位（以下简称重点排放单位）。各省级生态环境主管部门根据《关于做好 2022 年企业温室气体排放报告管理相关重点工作的通知》（环办气候函〔2022〕111 号）确定 2021 年度重点排放单位名录和 2022 年度重点排放单位名录，向社会公开，并确定各重点排放单位中纳入配额管理的发电机组。不具备发电能力的纯供热设施（热源在 2021 和 2022 年与发电设施保持物理隔断）、2022 年新投产机组不纳入配额管理。纳入全国碳市场配额管理的重点排放单位发生合并、分立、关停，以及将其生产经营场所迁出所在省级行政区域的，应在工商注册登记变更之日起 30 日内报其生产经营场所所在地省级生态环境主管部门备案。

二、机组分类

本方案适用的发电机组按照燃料种类及机组容量划分为四个类别：1.300MW 等级以上常规燃煤机组；2.300MW 等级及以下常规燃煤机组；3.燃煤矸石、煤泥、水煤浆等非常规

燃煤机组（含燃煤循环流化床机组）；4.燃气机组。

三、配额核算与分配方法

碳排放配额是重点排放单位拥有的发电机组相应的二氧化碳排放限额，包括化石燃料消费产生的直接排放和购入电力所产生的间接排放。2021、2022 年度配额实行免费分配，采用基准法核算机组配额量，计算公式如下：

机组配额量=供电基准值×实际供电量×修正系数+供热基准值×实际供热量。

（一）碳排放基准值

2021、2022 年度碳排放基准值以 2021 年各类机组实际供电、供热盈亏平衡值为基础，结合各类机组碳排放强度下降规律及预期政策目标分年度设定。盈亏平衡值（以下简称平衡值）是各类机组配额盈亏完全平衡时对应的基准值，是制定各年度供电、供热基准值的重要依据。2021 年平衡值根据 2021 年各类机组经核查排放量以及本方案确定的配额分配方法计算得出，反映各类机组实际碳排放强度。2021 年碳排放基准值是以 2021 年平衡值为基础，按照鼓励先进、惩罚落后的原则，综合考虑鼓励民生供热、参与电力调峰和提高能效等因素确定。2022 年碳排放基准值是在 2021 年平衡值的基础上，综合考虑技术进步、电源结构优化、能源供应、民生保障等因素对标碳达峰、碳中和目标，基于近年来火电行业供电、供热能耗强度和碳排放强度年均下降率设定。各类别机组碳排放基准值详见附 1。

（二）修正系数

综合考虑冷却方式、供热量、负荷系数等因素，配额分配过程中采用冷却方式修正系数、供热量修正系数、负荷（出力）系数修正系数，以鼓励热电联产和机组参与电力调峰。各类修正系数详见配额分配技术指南（附 2、3）。

四、配额总量

省级生态环境主管部门根据本方案确定的配额核算方法及碳排放基准值，结合本行政区域内各发电机组 2021、2022 年度的实际产出量（活动水平数据）及相关修正系数，核定各机组各年度的配额量；将重点排放单位拥有的机组相应的年度配额量进行加总，核定得到各重点排放单位各年度配额量；将核定后的各重点排放单位各年度配额量进行加总，形成本行政区域各年度配额总量。生态环境部将各省级行政区域各年度配额总量加总，最终确定各年度全国配额总量。

五、配额发放

（一）预分配配额及其发放。省级生态环境主管部门按照本方案规定的核算方法，确定各机组 2021、2022 年度预分配配额量，通过管理平台审核配额分配相关数据，将管理平台自动生成的预分配配额相关数据表传输至全国碳排放权注册登记系统，告知重点排放单位，并以正式文件报送全国碳排放权注册登记系统管理机构，同时抄送生态环境部应对气候变化司。全国碳排放权注册登记系统管理机构（以下简称全国碳排放权注册登记机构）依据省级生态环境主管部门报送的正式文件，配合省级生态环境主管部门核对预分配相关

数据表，并将预分配配额发放至重点排放单位帐户。

（二）核定配额及其发放。省级生态环境主管部门基于 2021 年度和 2022 年度实际碳排放相关数据，按照本方案规定的核算方法，确定本行政区域内各重点排放单位 2021、2022 年度应发放配额量（发放流程同预分配，详见附 4）。省级生态环境主管部门基于应发放配额量和已发放预分配配额量，按照多退少补的原则，在全国碳排放权注册登记机构配合下，做好全国碳市场 2021、2022 年度配额发放工作。

六、配额调整

对未按时足额清缴 2019—2020 年度碳排放配额的重点排放单位，省级生态环境主管部门应在 2021、2022 年度配额预分配时，核减其 2019—2020 年度配额欠缴量。对执法检查中发现问题并需调整 2019—2020 年度碳排放核算结果的，以及存在其它需要调整 2019—2020 年度配额情形的重点排放单位，省级生态环境主管部门应重新核算其 2019—2020 年度的排放量、应清缴配额量、应发放配额量，计算相应的配额调整量，并在 2021、2022 年度配额预分配时予以等量调整（调整流程同预分配，详见附 4）。考虑到 2021、2022 年实测机组比例变化、电源结构优化、技术进步等不确定因素，如 2021、2022 年碳排放基准值与实际排放强度水平严重不匹配，进而导致 2021、2022 年度配额分配实际情况与预期配额盈缺目标出现较大偏差时，在必要的情况下拟在后续年度配额分配中对 2021、2022 年度的配额分配结果予以调节。

七、配额清缴

纳入配额管理的重点排放单位应在规定期限内通过全国碳排放权注册登记系统向其生产经营场所所在地省级生态环境主管部门清缴不少于其 2021、2022 年度经核查排放量的配额量。省级生态环境主管部门根据本行政区域内各重点排放单位 2021、2022 年度实际排放量以及上述清缴规则，确定本行政区域内各重点排放单位 2021、2022 年度应清缴配额量，组织重点排放单位于 2023 年 12 月 31 日前完成 2021、2022 年度配额清缴工作。为减轻重点排放单位履约压力，如有必要将根据实际情况在核定配额环节实行柔性管理，相关规定另行发布。

八、配额结转

全国碳市场发电行业 2019—2020 年度配额结转相关规定另行发布。

九、重点排放单位出现合并、分立与关停情况时的配额处理

对于存在合并、分立与关停情况的重点排放单位，省级生态环境主管部门应对其配额量进行调整，调整后 10 个工作日内向生态环境部报告并向社会公开相关情况。配额核定方法如下。

（一）重点排放单位合并。重点排放单位之间合并的，由合并后存续或新设的重点排放单位承继配额，并履行清缴义务。合并后的碳排放边界为重点排放单位在合并前各自碳排放边界之和。重点排放单位和未纳入配额管理的经济组织合并的，由合并后存续或新设

的重点排放单位承继配额，并履行配额清缴义务。

(二) **重点排放单位分立**。重点排放单位分立的，分立前所产生的二氧化碳排放，由分立单位所在地省级生态环境主管部门组织开展核查、配额分配、交易及履约管理工作。分立后的重点排放单位再按照本方案获得相应配额，并履行各自配额清缴义务。

(三) **重点排放单位关停或搬迁**。重点排放单位关停或迁出原所在省级行政区域的，关停或迁出前所在履约年度及之前履约年度产生的二氧化碳排放，由关停单位所在地或迁出地省级生态环境主管部门组织开展核查、配额分配、交易及履约管理工作。重点排放单位相关温室气体排放设施关停、淘汰，或重点排放单位不再存续的（以 2023 年 12 月 31 日前营业执照注销为准），若涉及的重点排放单位核定的应发放配额量少于应清缴配额量，未足额清缴的配额按相关规定执行，之后不再对其发放配额；若涉及的重点排放单位核定的应发放配额量大于应清缴配额量且发放配额时该重点排放单位仍存续，由其生产经营场所所在地省级生态环境主管部门按照应发放配额量与应清缴配额量的差额发放配额给该重点排放单位，之后不再对其发放配额；若涉及的重点排放单位在发放预分配配额或最终核定配额前不再存续，不再向其发放配额。

附：1. 各类别机组碳排放基准值

2. 燃煤机组配额分配技术指南

3. 燃气机组配额分配技术指南

4. 配额预分配、调整及核定流程

附 1

各类别机组碳排放基准值

机组类别	机组类别范围	供电 (tCO ₂ /MWh)			供热 (tCO ₂ /GJ)		
		2021 年平衡值	2021 年基准值	2022 年基准值	2021 年平衡值	2021 年基准值	2022 年基准值
I	300MW 等级以上常规燃煤机组	0.8210	0.8200	0.8159	0.110	0.1108	0.1104
II	300MW 等级及以下常规燃煤机组	0.8920	0.8773	0.8729	0.1110	0.1109	0.1104
III	燃煤矸石、水煤浆等非 常规燃煤机组(含燃煤 循环流化床机组)	0.9627	0.9350	0.9303	0.1111	0.1110	0.1104
IV	燃气机组	0.3930	0.3920	0.3901	0.0560	0.0560	0.0557

注：2021 年平衡值基于目前已掌握的 2021 年已核查碳排放相关数据，综合考虑履约政策、负荷系数的影响测算得到。

附 2

燃煤机组配额分配技术指南

一、配额核算方法

燃煤机组的 CO₂ 排放配额计算公式如下：

$$A=A_e+A_h$$

式中：A—机组 CO₂ 配额量，单位：tCO₂

A_e—机组供电 CO₂ 配额量，单位：tCO₂

A_h—机组供热 CO₂ 配额量，单位：tCO₂

其中，机组供电 CO₂ 配额计算方法为：

$$A_e=Q_e \times B_e \times F_l \times F_r \times F_f$$

式中：Q_e—机组供电量，单位：MWh

B_e—机组所属类别的供电基准值，单位：tCO₂/MWh

F_l—机组冷却方式修正系数，如果凝汽器的冷却方式是水冷，则机组冷却方式修正系数为 1；如果凝汽器的冷却方式是空冷，则机组冷却方式修正系数为 1.05；对于背压机组等特殊发电机组，冷却方式修正系数为 1

F_r—机组供热量修正系数，燃煤机组供热量修正系数为 1-0.22×供热比

F_f—机组负荷（出力）系数修正系数

参考《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》（GB 21258-2017）及《热电联产单位产品能源消耗限额》（GB 35574-2017），常规燃煤纯凝发电及常规燃煤热电联产机组负荷（出力）系数修正系数按照表 1 选取，其他类别机组负荷（出力）系数修正系数为 1。

表 1 负荷（出力）系数修正系数

统计期机组负荷（出力）系数	修正系数
$F \geq 85\%$	1.0
$80\% \leq F < 85\%$	$1 + 0.0014 \times (85 - 100F)$
$75\% \leq F < 80\%$	$1.007 + 0.0016 \times (80 - 100F)$
$F < 75\%$	$1.015^{(16-20F)}$
注：F 为机组负荷（出力）系数，单位为%	

机组供热 CO₂ 配额计算方法为：

$$A_h=Q_h \times B_h$$

式中：

Q_h—机组供热量，单位：GJ

B_h —机组所属类别的供热基准值，单位： tCO_2/GJ

二、配额预分配与核定

（一）配额预分配

对于纯凝发电机组：第一步：省级生态环境主管部门核实机组基年的凝汽器的冷却方式（空冷还是水冷）、负荷（出力）系数和供电量（MWh）数据。2021、2022 年度配额预分配的基年均为 2021 年。第二步：按机组基年供电量的 70%，乘以机组所属类别的各年度供电基准值、冷却方式修正系数、供热量修正系数（实际取值为 1）和负荷（出力）系数修正系数，计算得到机组相应年度预分配的配额量。

对于热电联产机组：第一步：省级生态环境主管部门核实机组基年的凝汽器的冷却方式（空冷还是水冷）和负荷（出力）系数、供热比、供电量（MWh）、供热量（GJ）数据。2021、2022 年度配额预分配的基年均为 2021 年。第二步：按机组基年供电量的 70%，乘以机组所属类别的各年度供电基准值、冷却方式修正系数、供热量修正系数和负荷（出力）系数修正系数，计算得到机组各年度预分配的供电配额量。第三步：按机组基年供热量的 70%，乘以机组所属类别各年度供热基准值，计算得到机组相应年度预分配的供热配额量。第四步：将第二步和第三步的计算结果加总，得到机组各年度预分配的配额量。

（二）配额核定

对于纯凝发电机组：第一步：省级生态环境主管部门核实机组凝汽器的冷却方式（空冷还是水冷），2021、2022 年度机组的负荷（出力）系数和实际供电量（MWh）数据。第二步：按机组 2021、2022 年度的实际供电量，乘以机组所属类别的相应年度供电基准值、冷却方式修正系数、供热量修正系数（实际取值为 1）和负荷（出力）系数修正系数，分别核定机组 2021 年度和 2022 年度配额量。第三步：最终核定的各年度配额量与相应年度预分配配额量不一致的，以最终核定的配额量为准，多退少补。

对于热电联产机组：第一步：省级生态环境主管部门核实机组凝汽器的冷却方式（空冷还是水冷），2021、2022 年度机组的负荷（出力）系数、供热比、供电量（MWh）、供热量（GJ）数据。第二步：按机组 2021、2022 年度的实际供电量，乘以机组所属类别的相应年度供电基准值、冷却方式修正系数、供热量修正系数和负荷（出力）系数修正系数，核定机组 2021 年度和 2022 年度供电配额量。第三步：按机组 2021、2022 年度的实际供热量，乘以机组所属类别相应年度的供热基准值，核定机组 2021 年度和 2022 年度供热配额量。第四步：将第二步和第三步的计算结果加总，得到机组各年度最终核定的配额量。第五步：最终核定的各年度配额量与相应年度预分配配额量不一致的，以最终核定的配额量为准，多退少补。

附 3

燃气机组配额分配技术指南

一、配额核算方法

燃气机组的 CO₂ 排放配额计算公式如下：

$$A=A_e+A_h$$

式中：

A—机组 CO₂ 配额量，单位：tCO₂

A_e—机组供电 CO₂ 配额量，单位：tCO₂

A_h—机组供热 CO₂ 配额量，单位：tCO₂

机组供电 CO₂ 配额计算方法为：

$$A_e=Q_e \times B_e \times F_r$$

式中：

Q_e—机组供电量，单位：MWh

B_e—机组所属类别的供电基准值，单位：tCO₂/MWh

F_r—机组供热量修正系数，燃气机组供热量修正系数为 $1-0.6 \times$ 供热比

机组供热 CO₂ 配额计算方法为：

$$A_h=Q_h \times B_h$$

式中：

Q_h—机组供热量，单位：GJ

B_h—机组所属类别的供热基准值，单位：tCO₂/GJ

二、配额预分配与核定

（一）配额预分配

对于纯发电机组：

第一步，省级生态环境主管部门核实机组基年的供电量（MWh）数据。2021、2022 年度配额预分配的基年均均为 2021 年。第二步，按机组基年供电量的 70%，乘以燃气机组各年度供电基准值、供热量修正系数（实际取值为 1），计算得到机组相应年度预分配的配额量。

对于热电联产机组：

第一步：省级生态环境主管部门核实机组基年的供热比、供电量（MWh）、供热量（GJ）数据。2021、2022 年配额预分配的基年均均为 2021 年。第二步：按机组基年供电量的 70%，乘以燃气机组各年度供电基准值、供热量修正系数，计算得到机组各年度预分配的供电配额量。第三步：按机组基年供热量的 70%，乘以燃气机组各年度供热基准值，计算得到机组各年度预分配的供热配额量。第四步：将第二步和第三步的计算结果加总，得到机组各年度的预分配的配额量。

（二）配额核定

对于纯发电机组：

第一步：省级生态环境主管部门核实 2021、2022 年度机组实际供电量（MWh）数据。

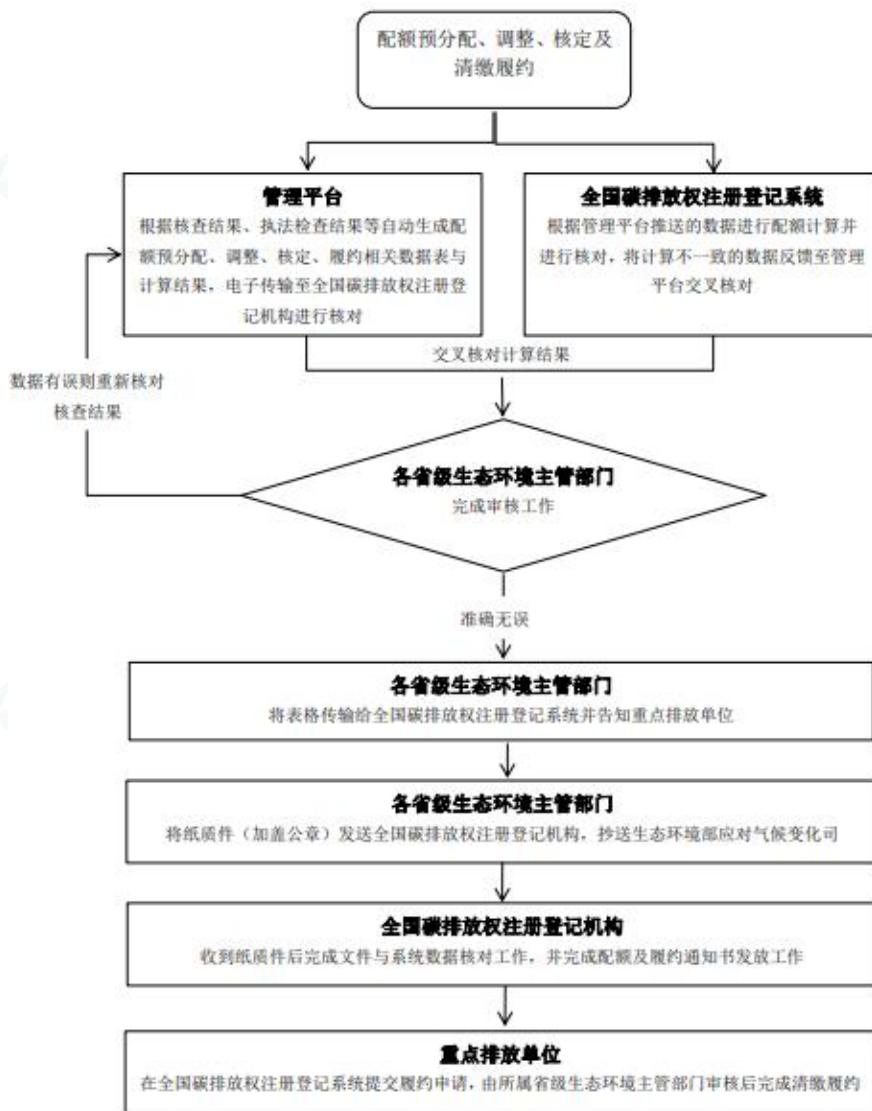
第二步：按机组 2021、2022 年度的实际供电量，乘以燃气机组各年度供电基准值、供热量修正系数（实际取值为 1），核定机组 2021 年度和 2022 年度配额量。第三步：最终核定的各年度配额量与相应年度预分配配额量不一致的，以最终核定的配额量为准，多退少补。

对于热电联产机组：

第一步：省级生态环境主管部门核实 2021、2022 年度机组的供热比、供电量（MWh）、供热量（GJ）数据。第二步：按机组 2021、2022 年度的实际供电量，乘以燃气机组各年度供电基准值、供热量修正系数，核定机组 2021 年度和 2022 年度供电配额量。第三步：按机组 2021、2022 年度的实际供热量，乘以燃气机组各年度供热基准值，核定机组 2021 年度和 2022 年度供热配额量。第四步：将第二步和第三步的计算结果相加，得到核定的各年度机组配额量。第五步：最终核定的各年度配额量与相应年度预分配配额量不一致的，以最终核定的配额量为准，多退少补。

附件 4

配额预分配、调整及核定流程



附件 3

《2021、2022 年度全国碳排放权 交易配额总量设定与分配实施方案（征求意见稿）》编制说明**一、起草过程**

配额管理制度是全国碳排放权交易市场（以下简称全国碳市场）管理的重要制度。为加强全国碳市场管理，做好全国碳市场 2021 和 2022 年配额分配相关工作，我们多次组织讨论会听取各地方生态环境主管部门、研究机构、行业协会、发电企业、全国碳排放权注册登记机构和交易机构意见，深入调查核实第一个履约周期机组层面关键数据，专题研究第一个履约周期配额分配相关情况、存在的问题；深入分析 2021 和 2022 年不同配额分配方案对全行业配额盈缺、不同类型机组和企业履约压力的影响，在此基础上形成了《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（征求意见稿）》（以下简称《方案》），并征求了发展改革委、工业和信息化部、国家统计局、国家能源局等有关部门，各省级生态环境主管部门，中国电力企业联合会等相关行业协会的意见，同时根据反馈意见进行了修改完善。

二、主要内容

《方案》主要内容包括十四部分，即总体要求，机组分类，配额核算与分配方法，配额总量，配额发放，配额调整，配额清缴，配额结转，重点排放单位合并、分立与关停情况的处理，各类别机组碳排放基准值，燃煤机组配额分配技术指南，燃气机组配额分配技术指南，配额预分配、调整及核定流程。《方案》提出了坚持服务大局、坚持稳中求进、坚持政策导向的基本原则，明确了 2021、2022 年全国碳市场配额管理的实施范围，将发电机组按照燃料种类及机组容量划分为四个类别。《方案》明确了配额分配的方法及规则，2021、2022 年配额实行免费分配，沿用基准法核算重点排放单位机组配额量，按不同机组类别设定相应碳排放基准值，将各机组、各重点排放单位、各行政区域年度配额总量加总，最终确定各年度全国配额总量。《方案》增加了盈亏平衡值的概念，作为制定供电、供热基准值的重要依据，并将负荷（出力）系数修正系数拓展至常规燃煤热电联产机组。对于存在合并、分立与关停情况的重点排放单位，《方案》规定了其配额核定方法。

三、需要说明的问题**（一）关于《方案》的总体考虑**

《方案》总体上延续 2019-2020 年配额方案框架，继续基于强度控制实施配额分配，配额分配相关的工作流程基本不变。对全国电力行业减排要求保持相对稳定。同时综合考虑疫情、经济形势以及技术进步、电源结构优化、保障能源供应等因素，对标碳达峰、碳中和目标，推动发电行业进一步控制温室气体排放，结合 2019—2020 年配额分配实际情况及 2021 年碳排放数据核查结果，进一步优化调整各类机组的供电、供热基准值。

（二）关于基准值

与《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案》相比，《方案》中的基准值基于经核查的 2021 年碳排放数据，考虑了碳排放相关参数实测比例大幅提高的实际情况，能够更加准确反映发电行业单位供电、供热碳排放量的整体水平。《方案》的基准值松紧程度既与当前的宏观经济环境、能源保供形势协调，也与碳市场作为控制温室气体排放政策工具的功能定位相适应。2021、2022 年度配额分配政策基于每年度配额基本盈亏平衡进行设计，积极稳妥推进行业绿色低碳转型。

（三）关于履约截止时间

结合第一个履约周期工作实践，考虑各地方开展碳排放数据核查、配额预分配、配额调整以及配额最终核定工作的实际需要，给重点排放单位完成配额清缴履约预留充足时间，2021、2022 年分别按年度履约，但两年的履约截止日期相同，各重点排放单位应于 2023 年 12 月 31 日前完成 2021、2022 年度配额清缴工作。

（四）关于扩展机组负荷（出力）系数修正系数的覆盖范围

为体现碳市场对高效供热生产和“保供热、保民生”的支持，根据《热电联产单位产品能源消耗限额》（GB33574-2017），将负荷（出力）修正系数覆盖范围由常规燃煤发电机组扩展至常规燃煤发电机组及热电联产机组。常规燃煤热电联产机组的负荷（出力）系数修正系数设定公式参考《热电联产单位产品能源消耗限额》（GB33574-2017），与常规燃煤发电机组负荷（出力）系数修正系数公式保持一致。

附件 4

反馈意见建议格式

序号	条款	修改建议	主要理由	备注

2.10 关于印发气候投融资试点地方气候投融资项目入库参考标准的通知

环办便函〔2022〕406 号

各有关生态环境厅（局）：

为贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和工作的重大决策部署，扎实推进气候投融资试点地方（以下简称试点地方）各项任务落地落实，充分发挥气候投融资项目库作用，提高气候投融资项目入库质量，提升气候投融资资金使用效益，引导和促进更多资金投向减缓和适应气候变化领域，为应对气候变化和碳达峰碳中和工作提供有力支撑，根据《关于开展气候投融资试点工作的通知》（环办气候〔2021〕27 号）有关要求，我部制定了试点地方气候投融资项目入库参考标准。现印发给你们，请组织有关试点地方参照本标准，并结合实际研究制定本地入库项目标准。

生态环境部办公厅
2022 年 11 月 10 日

气候投融资试点地方气候投融资项目入库参考标准

一、总体要求

（一）基本原则

重点性原则。以应对气候变化目标为核心，结合项目特点，选取关键性、最具代表性、最能反映评估需求的重点指标构建入库标准体系。

科学性原则。以定量评估为主，同时设置一定的定性指标。各项指标要给出客观判断标准，确保评估结果的科学性、合理性和准确性。

可比性原则。指标体系要具备概括性和适用性，确保指标在不同项目之间具有可比性。

可操作性原则。指标内容应具体、明确、通俗易懂，可统计可考核、可监测、可评估。

动态调整原则。标准体系要基于经济社会发展实际建立，并根据国家及地区相关新战略、新趋势及时调整。

（二）主要目标

2023 年 6 月底前，各省级生态环境部门组织试点地方研究制定本地气候投融资项目评价方法，基本建立地方气候投融资项目评价的工作机制。

2023 年 10 月底前，各省级生态环境部门组织试点地方完成首批气候投融资项目入库，初步建成地方气候投融资项目库，进一步完善地方气候投融资项目评价的工作机制。

二、入库项目范围及类型

入库项目包括减缓气候变化类项目和适应气候变化类项目。其中，减缓气候变化类项目类别及该类别与现有其他相关标准的对应关系，可参考《气候投融资项目分类指南》（TCSTE 0061-2021）；适应气候变化类项目类别参考《国家适应气候变化战略 2035》。具体项目类别参考如下。

（一）减缓气候变化类项目

1. 低碳产业体系类项目

包括低碳工业、低碳农业、低碳建筑及建筑节能、低碳交通、低碳服务、低碳供应链服务等。其中，低碳工业可包括工业节能项目，如能量系统优化、工业节能改造等；低碳技术装备制造项目，如新能源与清洁能源装备制造、高效节能装备制造、新能源汽车和绿色船舶制造等；低碳建筑及建筑节能可包括建筑节能与绿色建筑项目，如超低能耗建筑建设、绿色建筑、建筑可再生能源应用、装配式建筑、既有建筑节能及绿色化改造、物流绿色仓储等；绿色建筑材料项目如绿色建筑材料制造等；低碳交通可包括低碳交通设施建设和运营项目，如货物运输铁路建设运营和铁路节能环保改造、港口、码头岸电设施及机场廊桥供电设施建设、城乡公共交通系统建设和运营、城市慢行交通等；清洁能源车辆配套设施项目如充电、换电、加氢和加气设施建设和运营等。

2. 低碳能源类项目

以可再生能源利用为主。包括太阳能利用设施建设和运营、风力发电设施建设和运营、生物质能源利用设施建设和运营、水力发电设施建设和运营、地热能利用设施建设和运营、海洋能利用设施建设和运营、氢能利用设施建设和运营、热泵设施建设和运营、高效储能设施建设和运营等项目。

3. 碳捕集、利用与封存试点示范类项目

包括二氧化碳驱油技术应用，直接空气碳捕集与封存、生物质能碳捕集与封存等项目。

4. 控制非能源活动温室气体排放类项目

包括减少甲烷逃逸排放、生产过程碳减排、控制氢氟碳化物、废弃物和废水处理处置等。其中，减少甲烷逃逸排放指减少煤炭行业、油气行业甲烷逃逸排放和放空排放的活动，如放空天然气和油田伴生气回收利用、油气密闭集输综合节能技术、减少甲烷排放的相关设施建设和运营、煤层气抽采利用设施建设和运营等；生产过程碳减排指通过工艺改进和清洁生产等措施减少生产过程温室气体排放的活动，如水泥行业通过非碳酸盐原料替代传统石灰石原料、应用先进的浮法工艺减少温室气体排放，化工行业使用六氟化硫混合气和回收六氟化硫等；控制氢氟碳化物可包括绿色高效制冷产品、空调等制冷设备低全球变暖潜能值（GWP）替代等；废弃物和废水处理处置可包括固体废弃物管理项目，如农村固体废弃物处置及收集利用、城市和工业固体废弃物处理及收集利用等；废水处理项目如污水处理、再生利用及污泥处理处置设施建设运营等。

5. 增加碳汇类项目

包括森林碳汇、生态系统及其他碳汇项目等。其中，森林碳汇指通过造林、再造林和可持续森林管理，减少毁林等措施，吸收和固定大气中的二氧化碳的项目；生态系统碳汇指以提升草原、湿地、海洋、土壤、冻土等生态系统固碳增汇能力为主要目的的建设和保护性项目。

（二）适应气候变化类项目

1. 气候变化监测预警和风险管理类项目

包括完善气候变化观测网络、强化气候变化监测预测预警、加强气候变化影响和风险评估、强化综合防灾减灾等。其中，完善气候变化观测网络可包括完善大气圈观测网络、建设多圈层及其相互作用观测网络等，如构建岸基、海基、空基、天基一体化的海洋和气象综合观测系统及相应的配套保障体系工程等；强化气候变化监测预测预警可包括提升气候系统监测分析能力、提高精准预报预测水平、强化极端天气气候事件预警等，如建设气候变化风险早期预警平台等；加强气候变化影响和风险评估可包括提升评估技术水平和基础能力、加强敏感领域和重点区域气候变化影响和风险评估等，如气候变化数据中心建设项目、气候资源普查项目等；强化综合防灾减灾可包括灾害风险管理、防范化解重大风险、强化自然灾害综合治理、强化应急机制和处置力量建设等，如优化灾害应急响应救援组织指挥及救援救灾运作模式等。

2. 提升自然生态系统适应气候变化能力类项目

包括水资源、陆地生态系统、海洋与海岸带等。其中，水资源可包括构建水资源及洪涝干旱灾害智能化监测体系、推进水资源集约节约利用、实施国家水网重大工程、完善流域防洪工程体系与洪水风险防控体系、强化大江大河大湖生态保护治理能力等，如病险水库水闸除险加固项目、重要湖泊生态保护治理项目等；陆地生态系统可包括构建陆地生态系统综合监测体系、建立完善陆地生态系统保护与监管体系、加强典型生态系统保护与退化生态系统恢复、提升灾害预警防御与治理能力、实施生态保护和修复重大工程规划与建设、加强陆地生态系统生物多样性保护等，如建立自然资源数据库和管理系统项目、历史遗留废弃矿山生态修复示范工程项目、生物多样性保护和监管制度建立健全项目等；海洋与海岸带可包括完善海洋灾害观测预警与评估体系、提升海岸带及沿岸地区防灾御灾能力、加强沿海生态系统保护修复、持续改善海洋生态环境质量等，如海洋灾害预报预警相关基础设施建设项目、滨海湿地生态修复项目、海上绿色养殖项目等。

3. 强化经济社会系统适应气候变化能力类项目

包括农业与粮食安全、健康与公共卫生、基础设施与重大工程、城市与人居环境、敏感二三产业等。其中，农业与粮食安全可包括优化农业气候资源利用格局、强化农业应变减灾工作体系、增强农业生态系统气候韧性和建立适应气候变化的粮食安全保障体系等，如农田智能化排灌项目、气候友好型低碳农产品认证项目、改良草场、建设人工草场和饲

料作物生产基地类项目、适应气候变化技术示范基地项目等；健康与公共卫生可包括开展气候变化健康风险和适应能力评估、加强气候敏感疾病的监测预警及防控、增强医疗卫生系统气候韧性和全面推进气候变化健康适应行动等，如气候变化健康适应城市行动试点项目、气候敏感疾病和人兽共患病的监测网络和数据报告系统建设项目、气候敏感疾病的分级分层急救治疗护理与康复网络建设项目等；基础设施与重大工程可包括加强基础设施与重大工程气候风险管理、推动基础设施与重大工程气候韧性建设、完善基础设施与重大工程技术标准体系和突破基础设施与重大工程关键适应技术等，如智慧城市和数字乡村建设项目、能源工程与电网安全设施重点提升多电网联合并网项目、青藏铁路及公路地基稳定性提升项目等；城市与人居环境可包括强化城市气候风险评估、调整优化城市功能布局、保障城市基础设施安全运行、完善城市生态系统服务功能、加强城市洪涝防御能力建设与供水保障和提升城市气候风险应对能力等，如城市气候风险地图编制项目、城市电力电缆通道建设和具备条件地区架空线入地项目、城市生态修复项目、系统化全域推进海绵城市建设等；敏感二三产业可包括提升气象服务保障能力、防范气候相关金融风险、提高能源行业气候韧性、发展气候适应型旅游业和加强交通防灾和应急保障等，如开发基于大数据和人工智能的气象服务产品、建立覆盖各类金融机构和融资主体的气候和环境信息强制披露制度、电力设备监测和巡视维护强化项目等。

三、入库项目评价指标

评价指标设置分为约束指标和参考指标。其中，约束指标包括项目类别符合性、项目合规性、项目气候效益显著性等，入库项目应满足所有约束指标。参考指标不作为项目是否入库的必要评价指标，地方结合区域发展情况选择性设置，以满足不同类别资金和政策对接的需求。参考指标包括项目经济性、项目社会效益和环境协同效益等。

（一）减缓气候变化类项目

1. 项目类别符合性

项目类别应符合入库项目范围及类别要求。

2. 项目合规性

项目应满足国家、地区、行业相关政策、标准、规范等要求，且对环境和社会负面影响较小、风险可控。应确认项目具备能实施的文件。如政府部门对项目实施方案的批复文件、项目立项报告、可行性研究报告、初步设计报告、环境影响评价等批复或备案文件，具备其一即可。

3. 项目气候效益显著性

项目应具有显著气候效益，包括满足一定的年减排规模效益，减排技术具有一定先进性等。其中，项目年减排规模效益可通过年减排量指标评价，并设置年减排量阈值，该阈值结合地方产业发展水平确定。如分散式（分布式）发电项目年减排量大于 1 万吨二氧化碳当量，集中式发电年减排量大于 5 万吨二氧化碳当量，海上风电年减排量大于 20 万吨

二氧化碳当量。减排技术先进性可通过碳排放强度指标评价，并设置准入阈值。该准入阈值可参照相应行业碳排放强度先进值、欧盟可持续金融分类法等国际标准先进技术阈值确定。如：地热能项目碳排放强度小于每千瓦时 100 克二氧化碳当量。

4. 项目经济性

项目经济性为参考指标，不作为项目是否入库的必要指标。项目经济性包括碳减排成本和财务内部收益率。碳减排成本一般不低于行业平均水平，财务内部收益率一般不低于行业财务基准收益率。其中，财务基准收益率可参考国家发改委《建设项目经济评估方法和参数》（第三版），如风电项目财务基准收益率（融资前税前指标）为 5%。对碳达峰碳中和有重大推进作用的创新性项目，可适当放宽项目经济性要求。

5. 项目社会效益和环境协同效益

项目社会效益和环境协同效益为参考指标。社会效益主要包括项目在改善健康、卫生、供水，提升受教育的机会，推进性别平等，促进文化保护等其他公共事业方面的贡献。环境协同效益指对提高空气，水和土壤质量，保护生物多样性等方面具有协同效益。如某造林及再造林项目可增加区域森林覆盖率 6.7%，对区域涵养水源、保持水土、防风固沙、调节气候、固碳释氧、净化空气等方面具有促进作用。

（二）适应气候变化类项目

1. 项目类别符合性

项目类别应符合入库项目范围及类别要求。

2. 项目合规性

项目应满足国家、地区、行业相关政策、标准、规范等要求，且对环境和社会负面影响较小、风险可控。应确认项目具备能实施的文件。如政府部门对项目实施方案的批复文件、项目立项报告、可行性研究报告、初步设计报告、环境影响评价等批复或备案文件，具备其一即可。

3. 项目气候效益显著性

项目应具备一定规模及示范作用。如强化极端天气气候事件预警类项目可参考“预警准确率、精细度和提前量”等指标；建立适应气候变化的粮食安全保障体系类项目可参考“农田灌溉用水有效利用系数”等指标；实施生态保护和修复重大工程规划与建设类项目可参考“沙化土地治理面积”等指标。目前不具备量化方法的适应气候变化类项目可经相应领域专家审定其气候效益。评价示例：某灾害风险数字化预警预测体系自上线运行以来，成功预警森林火险、地质灾害、水（大气）污染等风险隐患 2312 件（次），处置率 100%。

4. 项目社会效益和环境协同效益

项目社会效益和环境协同效益为参考指标。社会效益主要包括项目在改善健康、卫生、供水，提升受教育的机会，推进性别平等，促进文化保护等其他公共事业方面的贡献。环境协同效益指对提高空气，水和土壤质量，保护生物多样性等方面具有协同效益。评价示

例：某气候敏感区生态移民搬迁项目的实施，完成 46 万名居住在高山远山以及地质灾害隐患点的居民搬出大山，居民收入均跻身全国地级市前 40 名，城乡居民收入倍差缩小到 2.02。



2.11 关于印发《企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施》《企业温室气体排放核查技术指南 发电设施》的通知

环办气候函〔2022〕485 号

各省、自治区、直辖市生态环境厅（局），新疆生产建设兵团生态环境局：

为进一步提升碳排放数据质量，完善全国碳排放权交易市场制度机制，增强技术规范的科学性、合理性和可操作性，我部制定了《企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施》《企业温室气体排放核查技术指南 发电设施》。现予公布，自 2023 年 1 月 1 日起施行。

特此通知。

生态环境部办公厅
2022 年 12 月 19 日

企业温室气体排放核算与报告指南 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确定、化石燃料燃烧排放核算、购入使用电力排放核算、排放量计算、生产数据核算、数据质量控制计划、数据质量管理、定期报告和信息公开格式等要求。

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/T211 煤中全水分的测定方法

GB/T212 煤的工业分析方法

GB/T213 煤的发热量测定方法

GB/T214 煤中全硫的测定方法

GB/T474 煤样的制备方法
GB/T475 商品煤样人工采取方法
GB/T476 煤中碳和氢的测定方法
GB/T483 煤炭分析试验方法一般规定
GB/T2589 综合能耗计算通则
GB/T4754 国民经济行业分类
GB/T7721 连续累计自动衡器（皮带秤）
GB/T8984 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/T11062 天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法
GB/T13610 天然气的组成分析气相色谱法
GB/T19494.1 煤炭机械化采样第 1 部分：采样方法
GB/T19494.2 煤炭机械化采样第 2 部分：煤样的制备
GB/T19494.3 煤炭机械化采样第 3 部分：精密度测定和偏倚试验
GB21258 常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额
GB/T21369 火力发电企业能源计量器具配备和管理要求
GB/T25214 煤中全硫测定红外光谱法
GB/T27025 检测和校准实验室能力的通用要求
GB/T28017 耐压式计量给煤机
GB/T30732 煤的工业分析方法仪器法
GB/T30733 煤中碳氢氮的测定仪器法
GB/T31391 煤的元素分析
GB35574 热电联产单位产品能源消耗限额
GB/T35985 煤炭分析结果基的换算
DL/T567.8 火力发电厂燃料试验方法第 8 部分：燃油发热量的测定
DL/T568 燃料元素的快速分析方法
DL/T904 火力发电厂技术经济指标计算方法
DL/T1030 煤的工业分析自动仪器法
DL/T1365 名词术语电力节能
DL/T2029 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 购入使用电力排放 emission from purchased electricity

购入使用电量所对应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 net 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，同时对外供热的发电机组。

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

制计划编制与实施、化石燃料燃烧排放核算、购入使用电力排放核算、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。

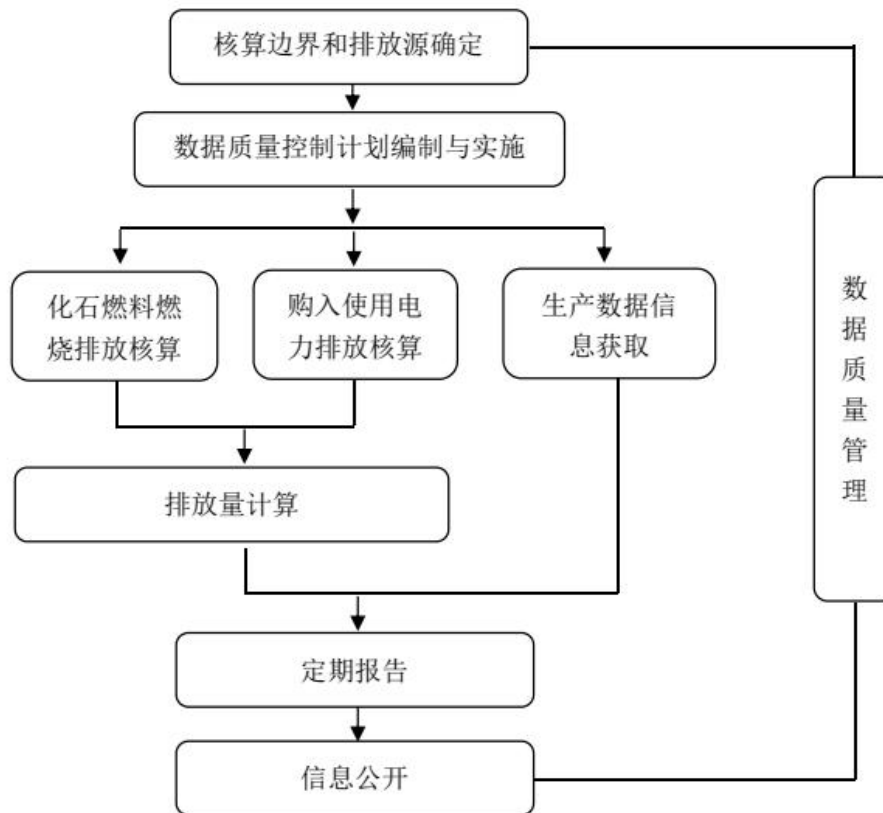


图1 工作程序

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与实施

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) 购入使用电力排放核算

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，存证必要的支撑材料。

h) 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。

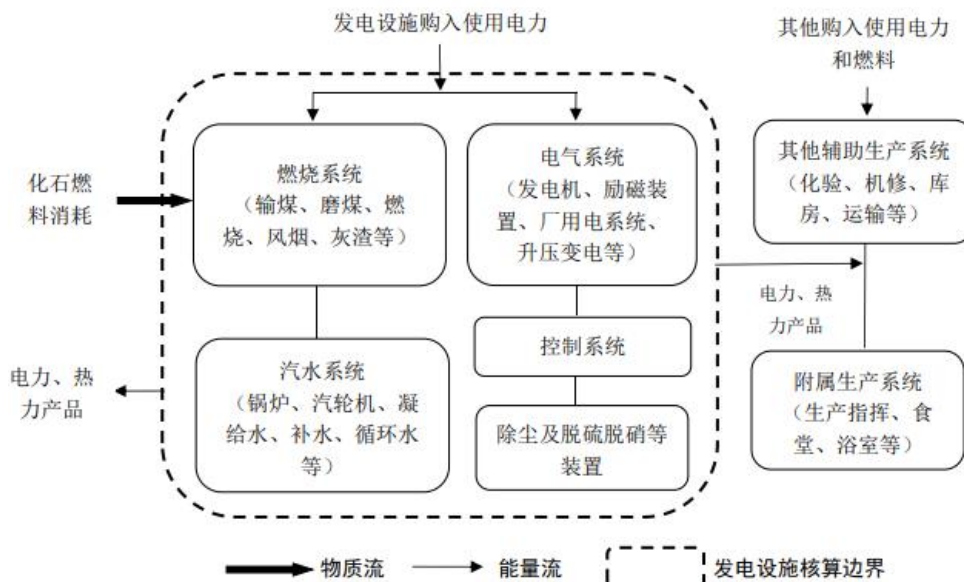
i) 数据质量管理

明确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。



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。对于掺烧生物质（含垃圾、污泥）的化石燃料发电机组，应计算掺烧生物质热量占比。

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。

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

式中： $E_{\text{燃烧}}$ —化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

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（ 10^4Nm^3 ）；

$C_{\text{ar},i}$ —第 i 种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体或液体燃料，单位为吨碳/吨（ tC/t ）；对气体燃料，单位为吨碳/万标准立方米（ $tC/10^4Nm^3$ ）；

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。

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

式中： C_{ar} —收到基元素碳含量，单位为吨碳/吨（ tC/t ）；

C_{ad} —空气干燥基元素碳含量，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，采用重点排放单位测量值，以%表示；

M_{ad} —空气干燥基水分，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。

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

式中： $C_{\text{ar},i}$ —第 i 种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体或液体燃料，单位为吨碳/吨（ tC/t ）；对气体燃料，单位为吨碳/万标准立方米（ $tC/10^4Nm^3$ ）；

$NCV_{\text{ar},i}$ —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（ $GJ/10^4Nm^3$ ）；

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。

$$P_{\text{biomass}} = \frac{Q_{\text{cr}} + \eta_{\text{gl}} - \sum_{i=1}^n (FC_i \times NCV_{\text{ar},i})}{Q_{\text{cr}} + \eta_{\text{gl}}} \times 100\% \quad (4)$$

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；

Q_{cr} —锅炉产热量，单位为吉焦（GJ）；

η_{gl} —锅炉效率，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（ 10^4Nm^3 ）；

$NCV_{ar,i}$ —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/ 10^4Nm^3 ）。

锅炉效率取值为通过检验检测机构资质认定（CMA）或 CNAS 认可、且检测能力包括电站锅炉性能试验的检测机构/实验室出具的最近一次锅炉热力性能试验报告中最大负荷对应的效率测试值，报告应盖有 CMA 资质认定标志或 CNAS 认可标识章。对未开展实测或实测报告无 CMA 资质认定标志或 CNAS 认可标识章的，可采用锅炉设计说明书或锅炉运行规程中最大负荷对应的设计值。

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 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。皮带秤须采用皮带秤实煤或循环链码校验每月一次，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。

6.2.1.2 燃油、燃气消耗量应优先采用每月连续测量结果。不具备连续测量条件的，通过盘存测量得到购销存台账中月度消耗量数据。

6.2.1.3 轨道衡、汽车衡等计量器具的准确度等级应符合 GB/T21369 或相关计量检定规程的要求；皮带秤的准确度等级应符合 GB/T7721 的相关规定；耐压式计量给煤机的准确度等级应符合 GB/T28017 的相关规定。计量器具应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			
4	基准换算	/	煤炭分析试验方法一般规定	GB/T 483
		/	煤炭分析结果基的换算	GB/T 35985

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，应与燃煤消耗量状态一致（均为入炉煤或入厂煤），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 8 含量，权重为每批次入厂煤接收量；

c) **每月缩分样检测**。每日采集入炉煤样品，每月将获得的日样品混合，用于检测其元素碳含量。混合前，每日样品的质量应正比于该日入炉煤消耗量且基准保持一致。

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，检测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。检测报告应由通过 CMA 认定或 CNAS 认可、且检测能力包括上述参数的检测机构/实验室出具，并盖有 CMA 资质认定标志或 CNAS 认可标识章。其中的低位发热量仅用于数据可靠性的对比分析和验证。

6.2.2.4 报告值为干燥基或空气干燥基分析结果，应采用公式（2）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原始记录。

6.2.2.5 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/T13610 和 GB/T8984 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。某月有多于一次实测数据时，取算术平均值为该月数值。

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。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一致（均为入炉煤或入厂煤）。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，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/班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/班入炉煤消耗量。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。生态环境部另有规定的，按其规定执行。

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/T567.8、GB/T13610 或 GB/T11062 等相关标准。检测天然气低位发热量的压力和温度依据 DL/T1365 采用 101.325kPa、20℃ 的燃烧和计量参比条件，或参照 GB/T11062 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。某月有多于一次实测数据时，取算术平均值为该月数值。无实测时采用本指南附录 A 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 未开展燃煤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）。未开展燃煤元素碳实测或实测不符合 6.2.2 要求的非常规燃煤机组，单位热值含碳量取 0.02858tC/GJ。

6.2.4.2 未开展燃油、燃气元素碳实测或实测不符合 6.2.2 要求的，单位热值含碳量采用本指南附录 A 规定的各燃料品种对应的缺省值。

6.2.4.3 生态环境部另有规定的，按其规定执行。

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 中各燃料品种对应的缺省值。

7 购入使用电力排放核算要求

7.1 计算公式

对于购入使用电力产生的二氧化碳排放，采用公式（5）计算。

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

式中： $E_{电}$ —购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$AD_{电}$ —购入使用电量，单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）；

$EF_{电}$ —电网排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（ $tCO_2/MW \cdot h$ ）。

7.2 数据的监测与获取优先序

7.2.1 购入使用电量按以下优先序获取：

- 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 电网排放因子采用生态环境部最新发布的数值。

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（ tCO_2 ）；

$E_{燃烧}$ —化石燃料燃烧排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$E_{电}$ —购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）。

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/T904 中相关要求。

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

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

式中： Q_{gr} —供热量，单位为吉焦（GJ）；

$\sum Q_{gl}$ —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）；

$\sum Q_{jz}$ —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）；

$\sum Q_{zg}$ —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）；

$\sum Q_{jg}$ —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/T1365，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。供热存在回水时，计算供热量应扣减回水热量。

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，采用月度算术平均值，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，优先采用热源侧计量数据；
- 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—水温为 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。

$$t = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i \times P_{e_i})}{\sum_{i=1}^n P_{e_i}} \quad (11)$$

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n W_{fdi}}{\sum_{i=1}^n (P_{e_i} \times t_i)} \quad (12)$$

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 核算合并填报发电机组的负荷（出力）系数时，备用机组的运行小时数可计入被调剂机组的运行小时数中。

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；
- 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，以及多台机组拆分与合并填报情况等；
- d) 煤炭元素碳含量、低位发热量等参数检测的采样、制样方案：其中，采样方案包括采样依据、采样点、采样频次、采样方式、采样质量和记录等；制样方案包括制样方法、缩分方法、制样设施、煤样保存和记录等；
- e) 数据的确定方式应包括：
 - 1) 参数：明确所有监测的参数名称和单位；
 - 2) 参数获取：明确参数获取方式、频次，涉及的计算方法，是否采用实测或缺省值。对委外实测的，应明确具体委托协议方式及相关参数的检测标准；

- 3) 测量设备：明确测量设备的数量、型号、编号、精度、位置、测量频次、检定/校准频次以及所依据的检定/校准技术规范。明确测量设备的内部管理规定等；
- 4) 数据记录频次：明确各项参数数据记录频次；
- 5) 数据缺失处理：明确数据缺失处理方式，处理方式应基于审慎性原则且符合生态环境部相关规定；
- 6) 负责部门：明确各项数据监测、流转、记录、分析等环节管理部门。
- f) 数据内部质量控制和质量保证相关规定应包括以下内容：
 - 1) 建立内部管理制度和质量保障体系，包括明确排放相关计量、检测、核算、报告和管理工作的负责部门及其职责、具体工作要求、工作流程等。指定专职人员负责温室气体排放核算和报告工作；
 - 2) 建立内审制度，确保提交的排放报告和支撑材料符合技术规范、内部管理制度和质量保障要求；
 - 3) 建立原始凭证和台账记录管理制度，规范排放报告和支撑材料的登记、保存和使用。

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) 煤炭的采样、制样、检测化验能够按照计划实施；
- e) 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；
- f) 测量结果能够按照计划中规定的频次记录；
- g) 数据缺失时的处理方式能够与计划一致；
- h) 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) 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，应确保符合 6.2.2 和 6.2.3 的相关要求。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、收到样品重量和测试结果对应的状态（干燥基或空气干燥基）；

b) 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、13 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；

c) 积极改进自有实验室管理，满足 GB/T27025 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。鼓励重点排放单位自有实验室获得 CNAS 认可；

d) 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 12 个月备查。煤样的保存应符合 GB/T474 或 GB/T19494.2 中的相关要求；

e) 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；

f) 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；

g) 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；

h) 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；

i) 鼓励有条件的重点排放单位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

12.1 排放报告格式要求

排放报告包括以下基本内容，报告模板见附录 C。

a) 重点排放单位基本信息单位名称、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 每台机组的燃料类型、燃料名称、机组类别、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) 生产相关信息发电量、供热量、运行小时数、负荷（出力）系数等数据。

12.2 排放报告存证要求

a) 燃料消耗量：通过生产系统记录的，提供每日/每月原始记录；通过购销存台账统计的，提供月度生产报表、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。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 计算表；

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。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。提供每日收到基水分检测记录和体现月度收到基水分加权计算过程的 Excel 计算表；

d) 燃油、燃气低位发热量与元素碳含量：提供每月检测记录或检测报告；

e) 购入使用电量：采用电表记录读数的，提供每月电量统计原始记录；采用电费结算凭证上数据的，提供每月电费结算凭证；

f) 发电量：提供每月生产报表或台账记录；

g) 供热量：采用直接计量数据的，提供每月生产报表或台账记录，以及 Excel 计算表；采用结算数据的，提供结算凭证和 Excel 计算表；

h) 运行小时数和负荷（出力）系数：提供生产报表或台账记录；

i) 对于掺烧生物质机组，提供每月锅炉产热量生产报表或台账记录，锅炉效率检测报告，锅炉效率未实测时，提供锅炉设计说明书或锅炉运行规程；

j) 排放报告辅助参数：供热比、发电煤（气）耗、供热煤（气）耗、发电碳排放强度、供热碳排放强度、上网电量，相关参数计算方法可参考本指南附录 E，提供每月生产报表、台账记录和 Excel 计算表；煤种、煤炭购入量和煤炭来源（产地、煤矿名称），提供每月企业记录或供应商证明等。

13 信息公开格式要求

重点排放单位信息公开包括以下内容，并按照附录 D 的格式要求填报。

a) 基本信息单位名称、统一社会信用代码、法定代表人姓名、生产经营场所地址、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燃料类型、燃料名称、机组类别、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) 元素碳含量和低位发热量的确定方式。

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；未实测的应公开所选取的缺省值。

d) 排放量信息全部机组二氧化碳排放总量。

e) 生产经营变化情况合并、分立、关停或搬迁等情况；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；其他较上一年度变化情况。

f) 受委托编制温室气体排放报告的技术服务机构情况受委托编制本年度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) 受委托提供煤质分析报告的检验检测机构情况受委托提供本年度煤质分析报告的检验检测机构/实验室名称及统一社会信用代码。

附件 2

企业温室气体排放核查技术指南发电设施

1.适用范围

本文件适用于省级生态环境主管部门组织的对全国碳排放权交易市场（以下简称全国碳市场）2023 年度及其之后的发电行业重点排放单位温室气体排放报告的核查。本文件对核查的原则、依据、内容与要点等方面进行了规定。

对 2022 年度及其之前的发电行业重点排放单位温室气体排放报告、发电行业未纳入全国碳市场的其他发电设施排放报告的核查，以及基于科研等其他目的的核查，可参考本文件执行。

2.核查原则和依据

发电行业重点排放单位温室气体排放报告的核查在原则、工作程序等方面应符合生态环境部制定的相关规定，在内容和要点等方面应依据《企业温室气体排放核算与报告指南发电设施》（以下简称核算指南），并按本指南实施。主要参考的文件如下：

- 《碳排放权交易管理办法（试行）》；
- 《企业温室气体排放报告核查指南（试行）》；
- 生态环境部发布的相关工作通知；
- 生态环境部制定的其他温室气体排放核算报告核查相关技术规范。

3.核查内容和要点

核查组应按本指南 3.1-3.7 章节的相关要求对重点排放 2 单位排放报告中的相关信息和数据开展核查。其中，标注星号*的内容原则上为必须核查的内容，在具体核查过程中，核查组可结合自身经验，并根据重点排放单位的实际情况判断，确定查、问、看、验的具体

内容以及详细程度。无论核查的内容和详细程度如何确定，都应确保核查报告的真实性、完整性、准确性和可靠性。

核查组应现场查阅重点排放单位提供证据的原件，对证据载明信息以及证据之间逻辑关系的合理性进行审核，从而对排放报告中信息和数据的完整性、准确性和符合性进行判断。核查组应对核查过程中发现的任何与核算指南或质量控制计划不符合的情形开具不符合项，并要求重点排放单位补正。

排放报告中的辅助参数报告项（附表 C.7）不纳入核查范围，如日常监管中发现附表 C.7 中的参数存在异常情况，核查组应在核查过程中对排放报告中的附表 C.1-C.6 中的关联信息和数据进行重点关注。

3.1 重点排放单位基本情况的核查

核查组应确认排放报告中重点排放单位基本信息（附表 C.1）的完整性、准确性以及与数据质量控制计划的符合性。

表1 重点排放单位基本信息的核查

内容	核查要点及方法
重点排放单位名称	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅营业执照；* - 与信息平台中的信息对比；* - 与地方生态环境部门年度核查企业名单对比；* - 查阅电力业务许可证（适用于并网运行的电厂，下同）。
统一社会信用代码	
单位性质（营业执照）	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅营业执照；* - 查阅排污许可证（注：如营业执照和排污许可证上的地址不一致，以营业执照为准）；* - 查阅电力业务许可证。
法人代表姓名	
注册日期	
注册资本	
注册地址	
生产经营场所地址	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅厂区平面图；* - 通过电子地图等应用软件现场确认地理位置；* - 查阅电力业务许可证。
发电设施经纬度	
报告联系人、联系电话、电子邮箱	<ul style="list-style-type: none"> - 与联系人现场交流。*
行业分类	<ul style="list-style-type: none"> - 根据国民经济行业分类标准判断填写是否准确；* - 确认自备电厂发电设施的行业分类填写是否准确。*
纳入全国碳市场的行业子类	
生产经营变化情况	<p>1.通过与重点排放单位管理人员和排放报告联系人交流，查阅合并、分立、关停或迁出核定文件，以及现场观察发电设施（包括燃烧系统、汽水系统、电气系统、控制系统以及除尘脱硫脱硝装置等）等方式确认：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 重点排放单位在核算年度是否存在合并、分立、关停和搬迁的情况；* - 发电设施地理边界较上一年度是否存在变化；* - 既有发电设施在核算年度是否存在关停的情况；* - 确认核算年度较上一年度是否有新增机组；* <p>2.与信息平台中的信息对比，确认发电设施信息的一致性。*</p> <p>3.查阅机构简介、组织结构图、厂区平面图、电力业务许可证、发电设施清单、项目批复、环评批复等文件。</p>
本年度编制温室气体排放报告的技术服务机构名称 ²	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅服务协议及网站。*
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	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅服务协议及网站。*
本年度提供煤质分析报告的检验检测	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅服务协议及网站。*

内容	核查要点及方法
机构名称及统一社会信用代码	
<p>注意事项：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 核查时应注意对照查阅数据质量控制计划中的重点排放单位情况以及发电工艺流程图。 - 有碳排放且符合纳入标准的发电设施均应纳入碳排放核算边界。对存在违反国家和所在省（区、市）有关规定建设的、根据国家和所在省（区、市）有关文件要求应关未关的、无排污许可证的发电设施，应向省级生态环境主管部门报告。 - 纯供热锅炉不纳入核算边界。 - 发电设施经纬度为机组所在地点的经纬度。 	

3.2 核算边界的核查

核查组应确认重点排放单位排放报告中机组及生产设施信息（附表 C.2）的完整性、准确性，核实其与数据质量控制计划、现场确认机组信息的一致性，确认机组信息的变更情况。机组及生产设施信息的核查详见表 2~表 6。

表 2 燃料类型、燃料名称的核查

核查方法	查	1.查阅核算指南要求的证据，包括机组运行规程和铭牌信息，确认燃料的类型和名称填写是否准确。* 2.查阅其他来源的证据，进行交叉核对： <ul style="list-style-type: none"> - 燃料购入合同或台账；* - 入厂和入炉燃料化验记录。* - 运行生产日报表、财务报表等。
核查方法	问	<ul style="list-style-type: none"> - 询问采购部门购入燃料的类型； - 询问经营管理部门入仓燃料类型； - 询问锅炉运行部门入炉燃料的类型、是否存在混煤、掺烧等情况。
	看	/
	验	/

注意事项	<ul style="list-style-type: none"> - 如存在多种类型燃料，应在核查发现中描述具体燃料类型和名称，其中燃煤的名称应具体到煤种，如烟煤、无烟煤、褐煤； - 煤的种类判别依据，可参考《中国煤炭分类》（GB/T 5751）。干燥无灰基挥发分小于等于 10%的为无烟煤；干燥无灰基挥发分大于 37%且透光率小于等于 50%，恒湿无灰基高位发热量小于等于 24MJ/kg 的为褐煤；干燥无灰基挥发分大于 10%小于等于 37%，或干燥无灰基挥发分大于 37%但透光率大于 50%的为烟煤； - 对存在掺烧的机组，要确认填写的燃料类型是否有疏漏，并特别关注生物质燃料的热量占比。
------	---

表 3 机组类别、装机容量的核查

核查方法	查	<p>1.查阅核算指南要求的证据，包括排污许可证载明信息、机组运行规程、铭牌，确认机组的类别填写是否准确；*</p> <p>2.查阅其他来源的证据，进行交叉核对：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 电力业务许可证或地方能源主管部门出具的有关机组装机容量的批复文件。
	问	询问调度部门、设备管理部门，确认机组类别和装机容量。
	看	现场观察发电设施，包括锅炉、汽轮机和发电机的铭牌等。
	验	/
合理取值范围或经验数值		<p>1.燃煤机组类别的判断（仅供参考，不作为最终结果判定依据）：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 通过生产报表的信息，确认输出的能源产品，结合主管机构的核准文件或备案文件，判断是纯凝机组还是热电联产机组； - 循环流化床锅炉具备燃料适应性强（可燃用低热值、低挥发分、高灰分的劣质燃料）、无煤粉制备系统（只需煤的破碎）、炉内脱硫等特点； - 电厂燃用的煤矸石（石煤、油母页岩）低位发热量约为 4500~12550kJ/kg；煤泥低位发热量约为 8360~16720kJ/kg；煤泥的水分约 25~70%。 <p>2.燃气机组类别判断（仅供参考，不作为最终结果判定依据）：</p> <p>主要以燃机透平进口温度、燃机功率来划分各燃机制造商的燃气轮机等级。B 级燃机透平进口温度约为 1000 摄氏度左右，燃机功率小于 100MW；E 级燃机透平进口温度约为 1200 摄氏度左右，燃机功率约为 100~200MW；F 级燃机透平进口温度约为 1300~1400 摄氏度左右，燃机功率约为 200~350MW，H 级燃机透平进口温度在 1400 摄氏度以上，燃机功率约为 350~600MW；分布式机组通常为冷、热、电三联供机组，用于区域（工业园区等）、建筑群或独立楼宇。</p>

注意事项	<ul style="list-style-type: none"> - 对于多台机组拆分与合并填报的情况，应核实是否与数据质量控制计划一致； - 燃煤机组即使登记为纯凝发电机组，如果存在供热，包括少量供热，也应按热电联产机组处理； - 每台燃煤机组需填写是常规燃煤机组还是非常规燃煤机组，同时需注明是否属于循环流化床机组、整体煤气化联合循环发电（IGCC）机组； - 如依据排污许可证载明信息、机组运行规程、铭牌无法判断为非常规燃煤机组，可查阅项目批复进行验证； - 掺烧生物质的机组要报告生物质种类、锅炉产热量、锅炉效率、生物质热量占比等信息； - 根据核算指南，机组容量以发电机容量（额定功率）为准。如发电机的装机容量和排污许可证载明信息不一致，应当识别原因，如存在排污许可证信息有误或更新不及时，应填写实际信息，同时要求重点排放单位及时更新排污许可证； - 如因技改等原因扩大了发电机容量，但未经主管部门批复或许可，应要求重点排放单位的装机容量按原批复或许可的容量填写，同时需在核查结论“核查过程中未覆盖的问题或者特别需要说明的问题描述”部分予以说明，并报告省级生态环境主管部门； - 300MW 等级以上常规燃煤机组的判定标准：以烟煤、褐煤、无烟煤等常规电煤为主体燃料且额定功率不低于 400MW 的发电机组； - 300MW 等级及以下常规燃煤机组的判定标准：以烟煤、褐煤、无烟煤等常规电煤为主体燃料且额定功率低于400MW的发电机组。如果存在跨类型合并填报的情况，要按照保守性原则判定机组类别。 - 非常规燃煤机组指的是燃煤矸石、煤泥、水煤浆等非常规燃煤，且完整履约年度内非常规燃煤热量年均占比超过50%的机组（含燃煤循环流化床机组）。
------	---

表 4 燃煤机组-锅炉的核查

核查方法	查	1.查阅核算指南要求的证据，包括排污许可证载明信息，确认锅炉名称、类型、编号、型号、生产能力。* 2.查阅机组运行规程进行交叉核对。
	问	询问生产、设备部门，确认锅炉信息。
	看	观察锅炉本体和铭牌。
	验	/
合理取值范围或经验数值		
注意事项		<ul style="list-style-type: none"> - 核查组应理解锅炉型号中字母和数字的含义； - 锅炉及发电系统的编号统一采用排污许可证中对应编码；若机组无排污许可证，应要求重点排放单位根据《排污单位编码规则》进行编号。

表5 燃煤机组-汽轮机、发电机的核查

核查方法	查	<p>1.查阅核算指南要求的证据，包括排污许可证载明信息、机组运行规程，机组铭牌，确认汽轮机的名称、类型、编号、型号、压力参数、额定功率、排汽冷却方式和发电机的名称、编号、型号和额定功率。*</p> <p>2.其次查阅以下证据，确认汽轮机和发电机信息是否准确：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 电力业务许可证； - 设备采购合同或技术说明书中的汽轮机和发电机等设备信息。
	问	询问生产部、设备部汽轮机、发电机的基本信息。
核查方法	看	<ul style="list-style-type: none"> - 观察汽轮机和发电机铭牌； - 观察汽轮机凝汽器和厂区内的冷却设施（如冷却塔和空冷塔等），确认排汽冷却方式。
	验	/
合理取值范围或经验数值		<ul style="list-style-type: none"> - 关于汽轮机压力参数：汽轮机压力参数一般指：中压：$\leq 4.9\text{MPa}$，典型压力 3.83MPa；高压：$7.84\sim 10.8\text{MPa}$，典型压力 9.81MPa；超高压：$11.8\sim 14.7\text{MPa}$，典型压力 13.7MPa；亚临界：$15.7\sim 19.6\text{MPa}$，典型压力 16.7MPa；超临界：$25\sim 27\text{MPa}$；超超临界：27MPa； - 关于汽轮机排汽冷却方式，通常为水冷与空冷。水冷分为“开式”和“闭式”。循环冷却水从江、河、湖、海等自然水体取水用于冷却后，再排放到自然水体中，称为“开式”。使用过的冷却水经过冷却塔降温后再反复使用，称为“闭式”。空冷分为直接空冷和间接空冷。直接空冷是指汽轮机的排汽直接用空气来冷凝，乏汽在空冷凝汽器（空冷岛）中依靠轴流风机进行表面换热冷却，凝结成水后，回到热井（或凝结水箱），继而进入热力系统。间接空冷根据冷却原理不同可分为汽轮机做完功的乏汽与冷却水混合换热的间接空冷系统、汽轮机做完功的乏汽与冷却水表面换热的间接空冷系统以及采用冷却剂的间接空冷系统。
注意事项		<ul style="list-style-type: none"> - 核查组应理解汽轮机和发电机型号中字母和数字的含义； - 汽轮机类型根据热力特性一般分为凝汽式、背压式、抽汽式等，凝汽式汽轮机的排汽压力低于大气压，背压式汽轮机的排汽压力高于大气压。注意重点排放单位填写的类型与型号中字母所示类型是否一致； - 冷却方式指的是汽轮机排汽冷却方式，即凝汽器的冷却方式，而非发电机的冷却方式。背压式机组不需要填报冷却方式。

表 6 燃气机组与燃气蒸汽联合循环发电（CCPP）机组、IGCC 机组等特殊机组的核查

核查方法	查	1.查阅核算指南要求的证据，包括排污许可证载明信息、机组运行规程，机组铭牌，确认燃气机组的名称、编号、型号、额定功率。* 2.查阅电力业务许可证等，进行交叉核对。
	问	询问生产或设备部门机组信息。
	看	观察机组相关设备的铭牌。
	验	/

合理取值范围或经验数值	/
注意事项	核查组应理解各类机组型号中字母和数字的含义。

3.3 核算方法的核查

核查组应确认核算方法是否符合核算指南的要求，对任何偏离指南的核算方法都应判断其合理性，并在核查报告的核查发现和核查结论章节予以说明。

3.4 核算数据的核查

3.4.1 核算数据核查的一般要求

3.4.1.1 活动数据

核查组应根据核算指南，对重点排放单位排放报告中的所有活动数据的来源及数值进行核查。核查内容应包括活动数据的数值、单位、数据获取方式、数据来源、数据质量控制计划中设备维护信息（监测设备名称、型号、安装位置、测量频次、测量设备精度、设备校准频次）、数据缺失时的处理方式、数据获取负责部门等。

核查组应确认活动数据因设备校准延迟而导致的误差是否已根据设备的精度或不确定度进行了处理，以及处理的方式是否会导致低估排放量或过量发放配额。一般情况下，若重点排放单位监测设备未按照数据质量控制计划进行校准，核查组可要求重点排放单位采用如下方法或更加保守的方式确定：

- 未延迟校准、准确度符合规定：按照实际检测结果；
- 未延迟校准、准确度超过规定要求：检测结果×[1+（校准准确度-规定准确度）]
- 未校准：检测结果×（1+规定准确度）；
- 延迟校准：排放年度内，校准覆盖时间段按未延迟校准处理，校准未覆盖时间段按未校准处理。

核查组应将每一个活动数据与其他数据来源进行交叉核对，其他数据来源应与报告数

据的来源不同。若活动数据为单一数据来源，无法进行交叉核对，应在核查报告中作出说明。

3.4.1.2 排放因子

核查组应根据核算指南和数据质量控制计划对重点排放单位排放报告中的每一个排放因子的来源及数值进行核查。

对采用缺省值的排放因子，核查组应确认与核算指南中的缺省值一致。

对采用实测方法获取的排放因子，核查组至少应对排放因子的单位、数据来源、监测方法、监测频次、记录频次、数据缺失处理（如适用）等内容进行核查，核查组应采取与活动数据同样的核查方法对重点排放单位使用的监测设备进行核查。在核查过程中，核查组应将每一个排放因子与其他数据来源进行交叉核对。若排放因子为单一数据来源，无法进行交叉核对，应在核查报告中作出说明。

3.4.1.3 排放量

核查组应对排放报告中排放量的核算结果进行核查，通过确认排放量计算公式是否正确、排放量的累加是否正确、排放量的计算是否可再现等方式验证排放量的计算结果是否正确。通过对比以前年度的排放报告，分析生产数据和排放数据的变化和波动情况确认排放量是否合理。

3.4.1.4 生产数据

核查组应根据核算指南和数据质量控制计划对每一个生产数据进行核查，并与数据质量控制计划规定之外的数据来源进行交叉验证，若数据为单一来源，无法进行交叉核对，应在核查报告中作出说明。核查内容应包括生产数据的单位、数据来源、监测方法、监测频次、记录频次、数据缺失处理等。一般情况下，若重点排放单位监测设备未按照数据质量控制计划进行校准，核查组采用如下方法或更加保守的方式确定：

- 未延迟校准、准确度符合规定：按照实际检测结果；
- 未延迟校准、准确度超过规定要求：检测结果 \times [1-（校准准确度-规定准确度）]；
- 未校准：检测结果 \times （1-规定准确度）；
- 延迟校准：排放年度内，校准覆盖时间段按未延迟校准处理，校准未覆盖时间段按未校准处理。

3.4.2 重点参数的核查要求

排放报告中的发电设施核算数据可分为化石燃料燃烧排放数据（附表 C.3）、购入使用电力排放数据（附表 C.4）以及生产数据（附 C.5）三大类。

3.4.2.1 化石燃料燃烧排放的核查

3.4.2.1.1 燃煤排放的核查

燃煤排放核查的关键参数主要包括消耗量、收到基元素碳含量、收到基低位发热量，其核查要点和方法详见表 7~ 表 9

表 7 燃煤消耗量的核查

<p>核查方法</p>	<p>查</p>	<p>1.查阅数据质量控制计划，确认数据来源为入炉煤还是入厂煤；*</p> <p>2.针对生产系统记录的入炉煤计量数据：</p> <p>1) 查阅核算指南要求存证的每日/每月消耗量原始记录和台账（盖章版）原件；*</p> <p>2) 查阅皮带秤或给煤机计量的入炉煤原始计量记录；*</p> <p>3) 查阅皮带秤或给煤机的校验记录，确认准确度等级、校验方法和频次是否符合核算指南的相关规定；*</p> <p>4) 查阅以下证据对生产系统记录的计量数据进行交叉核对：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 反映购销存情况的证据材料，如燃煤采购明细账、入厂煤明细/台帐/过磅单、月度燃煤库存盘点记录、月度燃煤出厂记录等，通过对采购量（入厂量）、出厂量、库存进行统计计算出的燃煤消耗量；* - 火力发电厂生产情况表或火电厂技术经济表等记录中的燃煤消耗量； - 报统计部门的《能源购进、消费与库存》（205-1表）中的燃煤消耗量； - 报生态环境、能源等主管部门的能源统计报表或报告中的燃煤消耗量等。 <p>3.针对每日或每批次入厂煤盘存数据：</p> <p>1) 查阅核算指南要求存证的月度生产报表、购销存记录或结算凭证（盖章版）原件；*</p> <p>2) 查阅燃煤采购明细账、入厂煤明细/台帐/过磅单、每日或月度燃煤库存盘点记录、月度燃煤出厂记录等；*</p> <p>3) 查阅上述证据中涉及的计量器具的校验/校准记录，确认计量器具的准确度等级和校验/校准频次是否符合核算指南及 GB/T 21369《火力发电企业能源计量器具配备和管理要求》的相关规定；*</p> <p>4) 查阅以下证据材料对购销存台帐中的数据进行交叉核对：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 火力发电厂生产情况表或火电厂技术经济表等证据中的燃煤消耗量；* - 报统计部门的《能源购进、消费与库存》（205-1表）中的燃煤消
	<p>查</p>	

核查方法		耗量： - 报生态环境、能源等主管部门的能源统计报表或报告中的燃煤消耗量等。
	问	- 询问数据质量控制计划、排放报告编制人，确认燃煤消耗量的数据来源，判断是否与数据质量控制计划一致；* - 询问数据统计人员，了解证据材料中数据的统计口径以及数据之间的逻辑关系；* - 询问燃煤管理部门，了解入炉煤计量过程以及入炉煤计量位置和煤质检测采样点的对应性，了解入厂煤、出厂煤和盘煤的计量方法。*
	看	- 查看中控室，调出给煤机或者皮带秤的显示界面，了解实际运行情况，现场随机查看日报记录、数据传递情况； - 现场查看皮带秤、给煤机、汽车衡等计量装置，确认数量和安装位置； - 查看皮带秤的称重控制器/重量积算仪，查看计量装置的校验/校准信息。
	验	- 针对入炉煤，通过每班、每日统计验证月报数据；* - 针对入厂煤，通过每日或每批次统计以及盘存数据验证月报数据；* - 利用反平衡法校核燃煤的月或年消耗量，即根据锅炉供出的蒸汽总热量和锅炉的热效率，推算耗用的标煤量，再折算出燃煤量。
合理取值范围或经验数值		/
注意事项		- 核算指南明确，入炉煤的优先序高于入厂煤。如果重点排放单位选择入厂煤盘存的数据获取方式，需询问重点排放单位作出这种选择的理由，如果有入炉煤的数据可以获取，核查组应开具不符合项，要求重点排放单位修订数据质量控制计划； - 查阅上一年度的核算/核查报告，结合核算指南中的燃煤消耗量的优先序，确保本年度燃煤消耗量数据来源的优先序没有降低； - 核算指南给出了皮带秤、耐压式计量给煤机以及其他计量器具准确度等级的标准和相关要求； - 月度盘煤报告/盘煤统计表通常由计划经营部门负责保管记录，盘煤报告一般以盖有部门章或盘煤参与人员签字的版本为准； - 交叉核对证据中显示的数据和报告数据之间通常会因统计口径、统计周期等而存在差异，应了解数据差异原因，判断是否合理； - 纳入核算指南明确的核算边界中的燃煤都应计入。

表 8 燃煤收到基元素碳含量的核查

		<p>1.查阅数据质量控制计划，确认数据来源；*</p> <p>1) 数据来源为每日检测的情形：</p>
核查方法	查	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求存证的每日燃煤元素碳检测记录或煤质分析原始记录（盖章版）原件、检测报告原件、每日收到基水分检测记录；* - 查阅每日燃煤元素碳基准转换；* - 查阅每日燃煤消耗量，核查要点见表 7。* <p>2) 数据来源为每批次检测的情形：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求存证的每月各批次入厂煤元素碳检测记录或煤质分析原始记录（盖章版）原件、检测报告原件、每批次收到基水分检测记录；* - 查阅每月各批次入厂煤的元素碳基准转换；* - 查阅每月各批次入厂煤量，核查要点见表 7。* <p>3) 数据来源为每月缩分样检测的情形：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求存证的缩分样品元素碳的检测记录或煤质分析原始记录（盖章版）原件、检测报告原件、每日收到基水分检测记录和体现月度收到基水分加权计算过程的 Excel 表。* - 查阅每月元素碳基准转换。* <p>2.针对采样的核查。*</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅采样方案； - 查阅采样记录。 <p>3.针对制样的核查。*</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅制样方案； - 查阅煤样记录本等制样记录； - 针对缩分样，查阅月混合样制样记录，查验每日获得的样品量与该日入炉煤消耗量是否成正比，且基准保持一致； - 查阅煤样保存操作手册/技术规范/操作规程； - 查阅煤样留存记录，确认留样是否符合核算指南的要求。

	<p>4.针对化验的核查。*</p> <p>1) 对于重点排放单位自行检测的情形:</p> <ul style="list-style-type: none">- 查阅检测记录和测试报告,确认样品采集后是否在 40 个自然日内完成检测并出具报告;- 查阅检测报告,确认是否盖有 CMA 资质认定或 CNAS 认可标识章;- 查阅检测报告中是否包括元素碳含量、低位发热量、氢含量、全硫、水分等参数的检测结果;查阅实验室的 CMA 资质认定和 CNAS 认可证书,确认资质和认可范围是否覆盖元素碳含量、低位发热量、氢含量、全硫、水分等参数检测的相关标准;- 查阅检测报告,确认是否载明收到样品时间、样品对应的月份、样品测试标准、样品重量和测试结果对应的状态(收到基、空干基或干燥基);- 查阅检测报告,确认是否显示检测依据、检测设备、检测人员和检测结果;- 查阅检测报告中元素碳含量的基准,查阅水分数据的检测记录,判断基准转换计算是否正确。 <p>2) 对于重点排放单位外委检测的情形:</p> <ul style="list-style-type: none">- 查阅重点排放单位与检测机构的委托协议及支付凭证、样品送检记录、样品邮寄单据等,并确认样品采集后是否在 40 个自然日内完成检测并出具报告;- 查阅检测报告中是否包括元素碳含量、低位发热量、氢含量、全硫、水分等参数的检测结果,检测报告是否由通过 CMA 资质认定或 CNAS 认可、且认可项包括上述参数的检测机构/实验室出具,并盖有 CMA 资质认定标志或 CNAS 认可标识章;- 查阅检测报告,确认是否载明来样时间、样品对应的月份、样品测试标准、样品重量和测试结果对应的基准(空干基或干燥基);- 查阅检测报告,确认是否显示检测依据、检测设备、检测人员和检测结
--	---



核查方法	果： - 查阅检测报告中元素碳含量的基准，查阅水分数据的检测记录，判断基准转换计算是否正确（需要注意，空干基的水分数据采用检测报告中的数值，收到基的水分数据采用重点排放单位检测数值）。
	问 - 询问数据质量控制计划、排放报告编制人，确认排放报告中的元素碳含量的数据来源，以及数据监测、记录、传递、统计和计算汇总的过程；* - 询问采样工作人员，确认采样的依据、采样点、采样频次、采样质量及保存等是否符合核算指南中适用的相关标准 GB/T 475《商品煤样人工采取方法》、GB/T 19494.1《煤炭机械化采样第1部分：采样方法》的要求；确认采样点与燃煤计量点的对应性；* - 询问制样工作人员，确认来样标签核对、制样程序、送化验室的程序及存查煤样的保存等是否符合核算指南中适用的相关标准 GB/T 474《煤样的制备方法》、GB/T 19494.2《煤炭机械化采样第2部分：煤样的制备》；* - 如涉及送样，询问送样负责人，详细询问其送样流程和记录要求，如何确保样品完整送出并由实验室接收等规定；* - 对于自行检测的，询问化验人员，确认化验时间、人员、校核与报告签发事项，确认化验方法是否符合指南中适用的相关标准 GB/T 476《煤中碳和氢的测定方法》、GB/T 30733《煤中碳氢氮的测定-仪器法》、DL/T 568《燃料元素的快速分析方法》、GB/T 31391《煤的元素分析》的规定。
	看 - 查看留存备查的煤样，确认留存环节是否符合核算指南的要求；* - 以重点排放单位实验室管理制度、实验设备管理制度、设备清单等背景资料为依据，现场走访采样区域、制样区域、化验室等地点，确认相关区域环境现状，以判断是否有效管理； - 现场查看设备，了解设备校准情况，是否贴有相应标识，是否有过期情况。
验 - 由空干基或干燥基到收到基的转换方法是否正确；* - 根据每日燃煤元素碳含量/每日燃煤量/每日收到基水分、每批次入厂煤元素碳含量/每批次入厂煤量/每批次收到基水分，验算月度元素碳含量的计算是否正确。*	
合理取值范围或经验数值	以下数值为经验参数，不作为符合性判定标准： - 燃煤干燥无灰基元素碳含量：褐煤为 60%~77%，烟煤为 74%~92%，无烟煤为 90%~98%。可根据水分、灰分等数据换算为收到基的数值； - 单位热值含碳量：褐煤 27.97tC/TJ，烟煤 26.18tC/TJ，无烟煤 27.49tC/TJ。
注意事项	- 数据获取方式之间不存在优先序； - 应确保燃煤元素碳含量和燃煤量保持状态一致，即：如果燃煤量基于入炉状态，元素碳含量也必须基于入炉状态；如果燃煤量基于入厂状态，元素碳含量也必须基于入厂状态； - 必要时，可通过登录相关授权机构网站，确认实验室获得 CMA 资质认定或者 CNAS 认可情况，包括资质和有效期等； - 元素碳含量应采用收到基数据。检测报告中元素碳含量报告的空干基或干燥基数据需换算成收到基数据； - 在进行收到基转换时，应注意按核算指南明确的转换公式，特别注意收到基水分和空干基水分的数据来源是否符合核算指南的要求； - 核算指南规定，检测报告需要同时包括样品的低位发热量、氢含量、全硫、水分等参数的检测结果。应注意，同时报告的低位发热量不能取代本文件表 9 中的月度燃煤低位发热量； - 留存煤样是在原始煤样制备的同时保存的。一般可以标称最大粒度为

	<p>3mm 的煤样 700g 作为留存煤样。保存煤样容器参考国标 GB/T474《煤样的制备方法》中“不吸水、不透气密封容器”的要求，一般盛装煤样的容器可用磨口玻璃瓶、塑料塞玻璃瓶、塑料密封袋或塑料瓶；</p> <ul style="list-style-type: none"> - 燃煤未开展元素碳实测或实测不符合核算指南要求的，应按核算指南的规定取相应的单位热值含碳量缺省值进行计算； - 核查组如发现采样、制样、化验存在问题，应通过核查报告或其他方式，报告给省级生态环境主管部门。
--	---

表 9 燃煤低位发热量的核查

核查方法	查	<p>1. 查阅数据质量控制计划，确认燃煤低位发热量的来源是入炉煤状态还是入厂煤状态：*</p> <p>1) 如采用入炉煤检测值：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求存证的每日/每月入炉煤低位发热量检测记录或煤质分析原始记录（盖章版）、检测报告原件、每月加权计算 Excel 表；* - 查阅每班/日入炉煤低位发热量基准转换；* - 查阅每班/日的入炉煤量，核查要点见表 7。* <p>必要时，查阅以下证据材料对入炉煤低位发热量进行交叉核对：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 通过各批次入厂煤低位发热量检测值以及各批次入厂煤量计算获得的入厂煤平均低位发热量。 - 通过生产日/月报表、火力发电厂生产情况表或火电厂技术经济报表等相关文件中的燃煤消耗量和标煤耗量，换算获得的平均低位发热量； - 入炉煤入厂煤定期热值差异分析报告等。 <p>2) 如采用入厂煤检测值：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求存证的每日/每月入厂煤低位发热量检测记录或煤质分析原始记录（盖章版）、检测报告原件、每月加权计算 Excel 表；* - 查阅每日或各批次入厂煤低位发热量基准转换；* - 查阅每日或各批次入厂煤量，核查要点见表 7。* <p>必要时，查阅以下证据材料对入厂煤平均低位发热量进行交叉核对：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 通过生产日/月报表、火力发电厂生产情况表或火电厂技术经济报表等相关文件中的燃煤消耗量和标煤耗量，换算获得的平均低位发热量。 <p>2. 针对采样、制样、化验：</p> <p>无论采用入炉煤还是入厂煤，查阅以下内容*</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅采样、制样方案和记录； - 查阅检测报告，确认是否载明收样时间、样品对应的时间、样品测试标准、收样重量和测试结果对应的状态（收到基、空干基或干燥基），查阅水分数据的检测记录，判断基准转换计算是否正确（需要注意，空干基的水分数据采用检测报告中的数值，收到基的水分数据采用重点排放单位检测数值）； - 对自有实验室检测的，查阅实验室管理规章制度； - 对于委托外部检测机构检测的，查阅重点排放单位与检测机构的检测协议、样品送检记录、样品邮寄单据、检测费支付凭证等；查阅检测报告，确认是否盖有 CMA 资质认定或 CNAS 认可标识章；查阅委外检测机构 CMA 资质认定和 CNAS 认可证书，确认资质和认可范围是否覆盖低位发热量。
------	---	---

	问	- 参考燃煤收到基元素碳含量的核查方法。
	看	- 参考燃煤收到基元素碳含量的核查方法。
	验	- 不同基准的转换方法是否正确：* - 根据每日的入炉煤低位发热量及每日的入炉煤量、每日或每批次的入厂煤低位发热量和入厂煤量，验算月度低位发热量的计算是否正确。*
合理取值范围或经验数值		发热量和灰分之间基本呈负相关性：灰分越高，发热量越低；灰分越低，发热量越高。
注意事项		<ul style="list-style-type: none"> - 如果未对元素碳含量进行实测，或者元素碳含量的实测不符合指南要求，需用燃煤低位发热量进行排放量的计算； - 应确保燃煤低位发热量和燃煤量保持一致，即：如果燃煤量基于入炉状态，低位发热量也必须基于入炉状态；如果燃煤量基于入厂状态，低位发热量也必须基于入厂状态。优先采用入炉数据，其次采用入厂数据； - 如果选择较低优先序的数据获取方式，询问数据质量控制计划编制人员作出这种选择的理由，如果有更高优先序的数据可以获取，核查组应开具不符合项要求重点排放单位修订数据质量控制计划； - 在实际工作中，部分检测机构仅出具高位发热量数据，由重点排放单位自行换算成低位发热量； - 不论入炉煤还是入厂煤低位发热量，采样、制样、化验任一过程不符合指南要求的，该日或该批次应采用指南中规定的缺省值或生态环境部其他规定明确的数值； - 核算指南仅要求委外检测机构具有 CMA 资质认定或者 CNAS 认可资质，对重点排放单位自有实验室未做要求。

3.4.2.1.2 燃油、燃气排放的核查

燃油、燃气排放的关键参数包括消耗量、元素碳含量和低位发热量，其余参数如碳氧化率采用缺省值。燃气核查要点和方法详见表 10 ~ 表 12，燃油的核查可参照燃气执行。

表 10 燃气消耗量的核查

核查方法	查	<p>1. 查阅数据质量控制计划, 确认数据来源为连续测量数据还是购销存台账数据; *</p> <p>2. 对连续测量数据:</p> <p>1) 查阅核算指南要求存证的每日/每月消耗量原始记录或台账 (盖章版) 原件; *</p> <p>2) 查阅流量计抄表记录, 并查阅流量计的校准记录, 确认计量器具的准确度等级、校准方法和频次是否符合要求; *</p> <p>3) 查阅以下证据材料对生产系统记录的计量数据进行交叉核对:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 反映购销存情况的证据材料, 如燃气采购明细账、库存量 (液化天然气) 等; * - 火力发电厂生产情况表或火电厂技术经济表等证据中的燃气消耗量; - 报统计部门的《能源购进、消费与库存》(205-1 表) 中的燃气消耗量; - 报生态环境、能源等主管部门的能源统计报表或者报告中的燃气消耗量。 <p>3. 购销存台账数据:</p> <p>1) 查阅核算指南要求存证的月度生产报表、购销存记录或结算凭证 (盖章版) 原件; *</p> <p>2) 查阅燃气采购明细/台帐、盘存记录; *</p> <p>3) 了解供应商计量情况; *</p> <p>4) 查阅以下证据材料对购入量数据进行交叉核对:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 火力发电厂生产情况表或火电厂技术经济表等证据中的燃气消耗量; * - 报统计部门的《能源购进、消费与库存》(205-1 表) 中的燃气消耗量; - 报生态环境、能源等主管部门的能源统计报表或者报告中的燃气消耗量。
	问	<ul style="list-style-type: none"> - 询问数据质量控制计划、排放报告编制人, 确认燃气消耗量的数据来源, 判断是否与数据质量控制计划描述一致; * - 询问数据统计人员, 了解证据中数据的统计口径以及数据之间的逻辑关系。*
	看	<ul style="list-style-type: none"> - 基于计量网络图, 确认燃气表安装位置, 查看铭牌, 确认型号和精度与数据质量控制计划描述的一致性; * - 查看燃气积算仪的校准状态。
	验	<ul style="list-style-type: none"> - 针对生产系统记录的计量数据, 通过日统计加和验证月报数据; * - 针对供应商结算凭证的购入量数据, 通过批次统计加和验证月报数据。*
合理取值范围或经验数值		/
注意事项		<ul style="list-style-type: none"> - 查看重点排放单位基于生产系统记录的月报, 名称通常为《发电厂生产情况表》《XXX 生产月报》等, 表中载明月度燃气消耗量。表单以有重点排放单位负责人、统计负责人、制表人签字及单位盖章的版本为准; - 交叉核对证据中显示的数据和报告数据之间通常会因为统计口径、统计周期等而存在差异, 应了解数据差异原因, 判断是否合理; - 个别企业可能存在液化天然气的库存, 一般情况下可采用生产系统记录的计量数据来获取数据; - 纳入核算指南明确的核算边界中的燃气都应计入。

表 11 燃气元素碳含量的核查

核查方法	查	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅数据质量控制计划，确认燃气元素碳含量的获取方式：* - 1) 针对自行检测或委托检测 - 查阅核算指南要求存证的每月检测记录或检测报告（盖章版）原件；* - 如自行检测，查阅相关检测的作业指导书/操作手册/技术规范/操作规程等，确认天然气检测方法是否遵循 GB/T 13610《天然气的组成分析气相色谱法》或 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》等相关标准，确认计量器具是否得到了有效的校准和维护；* - 对于委托外部检测机构检测的情况，查阅重点排放单位与检测机构的检测协议、检测费支付凭证、检测报告等。* - 2) 针对供应商提供的数据 - 查阅核算指南要求存证的每月检测记录或检测报告（盖章版）原件。*
	问	<ul style="list-style-type: none"> - 询问数据质量控制计划、排放报告编制人，确认排放报告中的燃气元素碳含量的数据来源，以及数据监测、记录、传递、统计和汇总的过程；* - 对于自检的情形，询问化验人员，确认化验时间、人员、校核与报告签发事项；确认化验方法是否符合指南中适用的相关标准的规定。*
	看	<ul style="list-style-type: none"> - 以重点排放单位实验室管理制度、实验设备管理制度、设备清单等背景资料为依据，现场走访采样区域、制样区域、化验室等地点，确认相关区域环境现状，以判断是否有效管理； - 现场查看设备，了解设备校准情况；是否贴有相应标识，是否有过期情况。
	验	<p>验算燃气平均元素碳含量计算，根据每次检测的元素碳含量验算月度元素碳含量的计算是否正确。*</p>
合理取值范围或经验数值		天然气元素碳含量 4.37~6.10tC/万 Nm ³ 。该数值为经验参数，不作为符合性判定标准。
注意事项		<ul style="list-style-type: none"> - 如果某月进行了多于一次的实测，应采用算术平均值计算该月平均元素碳含量； - 核算指南未要求检测机构具有 CMA 资质认定或者 CNAS 认可资质。

表 12 燃气低位发热量的核查

核查方法	查	<p>查阅数据质量控制计划，确认燃气低位发热量的获取方式：*</p> <p>1) 针对自行检测或委托检测</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求存证的每月检测记录或检测报告（盖章版）原件；* - 如自行检测，查阅相关检测的作业指导书/操作手册/技术规范/操作规程等，确认低位发热量检测方法是否遵循核算指南要求的相关标准，确认计量器具是否得到了有效的校准和维护。* 针对安装在线监测仪表的，可通过比对表的数据，核对主表的测量数据； - 对于委托检测的情况，查阅重点排放单位与检测机构的检测协议、检测费支付凭证、检测报告等；*
------	---	--

核查方法	查	<ul style="list-style-type: none"> - 查阅每月燃气消耗量，核查要点见表 10。* 必要时，查阅以下证据材料进行交叉核对： <ul style="list-style-type: none"> - 通过生产日/月报表、火力发电厂生产情况表或火电厂技术经济报表等相关文件中的天然气消耗量和标煤耗量，换算获得的平均低位发热量。 2) 针对燃气供应商提供的数据 <ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求存证的每月检测记录或检测报告（盖章版）；* - 查阅每月燃气消耗量，核查要点见表 10。* 3) 针对缺省值 确认数值是否与核算指南附录 A 中的数值一致。*
	问	- 同燃气元素碳含量。
	看	- 同燃气元素碳含量。
	验	用月度消耗量和平均低位发热量验算年度平均低位发热量的计算。*
合理取值范围或经验数值	天然气低位发热量约为 285.0~398.3GJ/万 Nm ³ 。该数值为经验参数，不作为符合性判定标准。	
注意事项	- 核算指南未要求检测机构具有 CMA 资质认定或者 CNAS 认可资质。	

3.4.2.1.3 生物质的热量占比的核查

对于掺烧生物质（含垃圾、污泥）的，应核查其热量占比。核查要点和方法详见表 13。

表 13 生物质（含垃圾、污泥）热量占比的核查

核查方法	查	1. 查阅数据质量控制计划中数据获取方式。其中，化石燃料的消耗量、化石燃料的低位发热量的核查要点和方法见表 7、表 9、表 10、表 12。* 2. 查阅核算指南要求存证的每月锅炉产热量生产报表或台账记录（盖章版）原件*。查阅生产月报或 DCS 系统中锅炉主蒸汽量、主蒸汽温度和压力、锅炉给水量、给水温度、再热器出口蒸汽量。* 3. 查阅核算指南要求存证的锅炉效率检测报告或锅炉说明书或锅炉运行规程。* <ul style="list-style-type: none"> - 如果重点排放单位提供了锅炉检测报告，应确认检测报告盖有 CMA 资质认定标志或 CNAS 认可标识章，并确认检测机构是否经 CMA 资质认定或 CNAS 认可； - 如果重点排放单位未提供锅炉效率检测报告，对照锅炉技术说明书或运行规程，查阅最大负荷对应的设计值。
核查方法	问	询问排放报告负责人：掺烧生物质热量占比数据来源，以及数据监测、记录、传递、统计和计算的过程；* 如需进一步验证，可询问生产部/运行部： <ul style="list-style-type: none"> - 生物质的来源、种类、消耗量计量方式； - 锅炉效率检测等相关信息。

	看	/
	验	对锅炉产热量按核算指南附录 E 中公式 (E.2) 进行验算。*
合理取值范围 或经验数值		/
注意事项		/

3.4.2.2 购入使用电力排放的核查

购入使用电力排放核查的关键参数主要包括购入使用电量。其余参数如电网排放因子采用缺省值。

表 14 购入使用电量的核查

核查方法	查	<p>查阅数据质量控制计划，确认数据来源。*</p> <p>1) 获取方式为“根据电表记录的读数统计”的核查：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求存证的每月电量统计原始记录（盖章版）原件；* - 查阅抄表记录；* - 查阅下网电量结算单、结算发票、电网公司出具的结算数量说明等材料进行交叉核对。* <p>2) 获取方式为“供应商提供的电费结算凭证上的数据”的核查：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅核算指南要求的证据“每月电费结算凭证”原件；* - 查阅下网电量结算发票、下网电量明细帐。*
	问	/
	看	<p>必要时，根据计量表的实际情况，可观察以下设备：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 主变高压侧计量下网电量的关口表(双向表)； - 启备变电表（通常安装在网控继保室）； - 备用线路结算表。
	验	/
合理取值范围 或经验数值		/

注意事项	<ul style="list-style-type: none"> - 如果数据质量控制计划中采用了结算数据作为机组下网电量的来源，而实际核查过程中发现重点排放单位可以采用计量数据，应要求重点排放单位修改数据质量控制计划以提高数据准确度； - “购入使用电量”是机组消耗的外购电量，不是全厂消耗的外购电量； - 当主变压器出现事故、故障、检修、雷击跳闸等情况时，通常通过启备变电表从电网获取电力。此种情况下，下网电量也需读取启备变电表数据； - 如果无法获得机组消耗的外购电量，可以使用结算的下网电量； - 如果无分机组用电量统计，可按机组数目平分下网电量； - 部分电厂结算过程中可能存在下网电量与上网电量冲抵的情况，因此没有单独的下网电量结算发票，重点排放单位可能会漏报下网电量。此种情况下，可通过询问相关运行管理人员，查阅机组停机记录、相关下网电量计量表的抄表记录、结算清单等确认实际的下网电量； - 企业机组双停或全停时消耗的下网电量算外购电；没有双停或全停时，机组消耗的下网电量也算外购电。
------	--

3.4.2.3 生产数据的核查

生产数据的核查包括发电量、供热量、运行小时数、负荷（出力）系数，详见表 15~表 18。

表 15 发电量的核查

核查方法	查	<ol style="list-style-type: none"> 1. 查阅核算指南要求存证的“每月生产报表或台账记录”（盖章版）原件； 2. 查阅电能表抄表记录，确认与数据质量控制计划中规定的发电量监测方法、监测频次和记录频次的要求是否一致；* 3. 查阅发电量计量器具清单、电能表校准记录和检定证书或检定/校准标签确认电能表是否按数据质量控制计划进行校准和维护；* 4. 通过以下数据源，对发电量进行交叉核对： <ul style="list-style-type: none"> - 火力发电厂生产情况/生产、技术经济报表等统计报表；* - 上报电网公司的统计表（如有）。
	问	<ul style="list-style-type: none"> - 询问排放报告负责人：发电量数据来源以及数据监测、记录、传递、统计和汇总的过程；* - 询问仪表部/中控室：电能表的检定/校准周期；相关电能表的倍率。
	看	<ul style="list-style-type: none"> - 发电量通常实时在线监测，必要时，可以在中控室观察实时变化的表底数； - 计量发电量的电能表通常安装在继电保护室，可现场观察电能表的型号、精度、检定标签等。
	验	必要时，通过电能表报告期的表底数之差，乘以倍率，验算发电量。
合理取值范围或经验数值		发电量与机组成装机容量、运行时间和负荷相关：发电量=装机容量×全年/月运行小时数×负荷系数。
注意事项		<ul style="list-style-type: none"> - 如果电能表安装在变压器输出端，则须经过试验计算出变压器的损失，在计算发电量时，应由变压器端电量加变压器损失，换算到发电机端的电量； - 机组发电量不应包括备用柴油机组发电量。

表 16 供热量的核查

核查方法	查	<p>1. 查阅数据质量控制计划，确认数据来源为直接计量数据还是采用结算数据。如为直接计量数据，确认是热源侧计量还是用户侧计量。*</p> <p>2. 针对直接计量数据：</p> <p>1) 查阅核算指南要求存证的每月生产报表或台账记录（盖章版）原件和供热量计算 EXCEL 表；*</p> <p>2) 查阅计量器具的抄表记录，确认与数据质量控制计划中规定的供热量监测方法、监测频次和记录频次的要求是否一致；*</p> <p>3) 查阅生产报表中的蒸汽量、温度、压力等参数，并确认：*</p> <ul style="list-style-type: none"> - 与 EXCEL 表中计算数据的一致性； - 温度、压力等参数的获取方式是否按核算指南明确的优先序获取；针对实际监测数据，查阅监测记录；针对额定值，查阅机组运行规程或其他相关技术文件； <p>4) 查阅供热量计量器具台账，查阅流量计（差压变送器、流量积算仪）、热电偶、热电阻、压力变送器等计量设备的校准记录和检定证书，确认计量器具是否按数据质量控制计划进行校准和维护；*</p> <p>5) 通过以下数据源，对供热量进行交叉核对：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 供热量结算数据统计及相关凭证（用此种方法进行交叉核对时，应注意供热管网损失率的合理性）；*火力发电厂生产情况/生产、技术经济报表等统计报表，对供热量进行交叉核对；* - 用户侧计量数据（仅针对热源侧计量数据）； - 报统计部门的能源加工转换产出量-热力(205-2 表)； - DCS 系统截屏。 <p>3. 针对结算凭证数据：</p> <p>1) 查阅核算指南要求存证的结算凭证（盖章版）原件和供热量计算 EXCEL 表；*</p> <p>2) 查阅供热协议、热力销售明细帐、结算单或热力销售发票等；*</p> <p>3) 如以蒸汽、热水质量为单位进行结算，查阅采购合同、相关技术规程/说明书或设计文件中的温度、压力等参数取值情况；*</p> <p>4) 通过以下数据源，对供热量进行交叉核对：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 查阅发电厂生产情况，或其他生产报表，对供热量进行交叉核对；* - 报统计部门的能源加工转换产出量-热力(205-2 表)； - DCS 系统截屏。
	问	<p>询问排放报告负责人：供热量数据来源，以及数据监测、记录、传递、统计和汇总的过程。*</p> <p>如需进一步验证，必要时，可根据实际情况选择以下部门进行询问：</p> <p>1. 询问生产/运行/设备部门：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 是否存在不经汽轮机，由锅炉直供的情况，以及直供蒸汽量的计量、统计，蒸汽温度、压力、焓值的取值方法，由蒸汽量向供热量的换算过程和方法； - 是否存在外供热水，相应供热量的计量和统计方法； - 是否存在回水，回水量和回水温度，以及相应热量的计量、统计方法； - 供热量计量点和结算点的位置位于热源侧还是用户侧； - 是否有利用烟气余热供热，机组供热量的统计是否包括了该部分热量。 <p>2. 询问财务部：供热量的结算方式，包括结算流程、周期、用户、结算单位（以热量为单位还是蒸汽量为单位）等；</p> <p>3. 询问仪表部门：流量计（差压变送器、流量积算仪）、热电偶、热电阻、压力变送器的检定/校准周期。</p>

<p>核查方法</p>	<p>必要时，可现场观察以下信息：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 中控室 DCS 系统的蒸汽管线图，DCS 系统中的外供蒸汽的温度、压力、流量的计量点位，以及实时变化情况； - DCS 系统中外供热水的温度、流量的计量点位及实时变化情况； - 回水（如有）的流量及温度计量点，以及实时变动情况； - 各相关流量计（差压变送器、流量积算仪）、热电偶、热电阻、压力变送器的型号、精度等。
<p>验</p>	<p>对供热量计算 EXCEL 表进行验算。*</p> <p>验算方法可根据具体情况确定：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 对于不经汽轮机的锅炉供热量，以及汽轮机直接供热：供热量=直接供汽流量×直接供汽的供汽焓值-直接供汽的凝结水回水流量×直接供汽的凝结水回水焓值-用于直接供热的补充水量×用于直接供热的补充水焓值。如无法获得凝结水回水流量、回水焓值、补充水量、补充水焓值等数据，可按“供热量=直接供汽量×（供汽焓-83.74）”简化验算； - 对于汽轮机间接供热：如有蒸汽计量装置，供热量=蒸汽疏水流量×（供气焓-疏水焓）；如无蒸汽计量装置，供热量=（热网循环水供水流量×供水焓-热网循环水回水量×回水焓-热网循环水补充水量×补充水焓）/热网加热器效率，其中热网加热器的效率可按核算指南附录 E 公式（E.9）中换热器效率数值 95%； - 如果以热水方式，而非蒸汽方式进行供热，可采用公式“供热量=直接供水量×（供水温度-20）×4.1868×10⁻³”计算； - 相关焓值通过查阅《水和水蒸气热力性质表》获得。
<p>合理取值范围或经验数值</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 供热量<锅炉产热量； - 机组综合热效率：对热电联产机组，“(发电量×3.6+供热量)/∑(燃料消耗量×低位发热量)<1”；对纯凝机组，“(发电量×3.6)/∑(燃料消耗量×低位发热量)<46%”。
<p>注意事项</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 在实际核查过程中，如果发现重点排放单位有较高优先序的数据而使用了较低优先序的数据，应开具不符合项要求重点排放单位修订数据质量控制计划以提高数据准确度； - 如果重点排放单位使用了用户侧计量数据，不能用管网损失折算到热源侧数据； - 核查组需要充分理解不经汽轮机由锅炉直供热、汽轮机直接供热、汽轮机间接供热、疏水、回水（汽）和补充水的概念； - 一般情况下，供热量计量点在供热联箱出口的供热母管处。正常情况下蒸汽温度、压力稳定。DCS 系统可实时监测蒸汽温度、压力，通过软件抓取瞬时数据后，计算出小时、天和月平均值。取月度平均值即可满足核算指南的要求； - 一般情况下，自动热量计已经扣除回水的焓值，回水焓值不需要重复扣减； - 向发电设施汽水系统内供出的热量不计入供热量； - 烟气余热供热由于不是从汽水系统供出的热量，因此不计入机组供热量。

表 17 运行小时数的核查

核查方法	查	1.查阅数据质量控制计划中确定的机组运行小时数的获取方式。其中机组容量的核查要点和方法见表 3；* 2.查阅核算指南要求的生产报表或台账记录（盖章版）原件；* 3.对生产系统数据，查阅《火力发电厂生产情况》、《月度/年度生产、技术经济报表》或开/停机记录等交叉核对； 4.对统计报表数据，查阅《火力发电厂生产情况》、开/停机记录等交叉核对。
	问	询问排放报告负责人：机组运行小时数数据来源，以及数据监测、记录、传递、统计和汇总的过程； 必要时，可询问生产、检修或运行部门： - 计划检修时间如何制定并记录； - 突发事件停机时间如何记录； - 生产及统计报表中运行小时数如何记录； - 统计报表中统计的是否是实际运行小时数。
	看	/
	验	- 对于多机组合并填报的情况，应根据核算指南中的公式（11）验算加权平均运行小时数计算结果是否正确。* - 根据生产数据的变化趋势分析企业运行小时数的合理性。
合理取值范围或经验数值		利用小时数<运行小时数
注意事项		- 如果重点排放单位数据质量控制计划中采用了统计报表数据作为运行小时数的来源，而实际核查过程中发现重点排放单位可以采用生产系统数据，应询问数据质量控制计划编制人相关原因，并开具不符合项要求重点排放单位修改数据质量控制计划以提高数据准确度； - 注意运行小时数与利用小时数的差异；应按发电机运行情况统计核算运行小时数；多机组合并报告的情况，应为各机组的加权平均值，权重为各机组发电机的额定容量；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。

表 18 负荷（出力）系数的核查

核查方法	查	1.该数值为计算值。具体计算参数的核查见机组容量（表 3）、发电量（表 15）和运行小时数（表 17）的核查要点和方法。 2.查阅核算指南要求的生产报表或台账记录（盖章版）原件。*
	问	/
	看	/
	验	对于多机组合并填报的情况，应根据核算指南中的公式验算加权平均负荷系数计算结果是否正确。
合理取值范围或经验数值		0~1
注意事项		对于多机组合并填报的情况，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。

3.5 质量保证和文件存档的核查

核查组应从以下方面对重点排放单位的质量保证和文件存档执行情况进行核查：

- 是否建立了温室气体排放核算和报告的内部管理制度和质量保证体系，包括负责计量、检测、核算、报告和管理工作的部门及其职责、具体工作要求、工作流程等；是否指定了专职人员负责温室气体排放核算和报告工作；

- 是否建立温室气体排放报告内部审核制度，确保提交的排放报告和支撑材料符合技术规范、内部管理制度和质量保证要求；

- 是否建立原始凭证和台账记录管理制度，规范排放报告和支撑材料的登记、保存和使用。

3.6 数据质量控制计划及执行的核查

核查组从以下方面核查数据质量控制计划的执行情况：

- 重点排放单位基本情况是否与数据质量控制计划中的报告主体描述一致；

- 年度报告的核算边界和主要排放设施是否与数据质量控制计划中的核算边界和主要排放设施一致；

- 所有活动数据、排放因子及生产数据是否按照数据质量控制计划实施监测；

- 煤炭的采样、制样、检测化验能够按照计划实施。

- 监测设备是否得到了有效的维护和校准，维护和校准是否符合国家、地区计量法规或标准的要求，是否符合数据质量控制计划、核算指南或设备制造商的要求；

- 监测结果是否按照数据质量控制计划中规定的频次记录；

- 数据缺失时的处理方式是否与数据质量控制计划一致；

- 数据内部质量控制和质量保证程序是否有效实施。

对不符合核算指南要求的数据质量控制计划，应开具不符合项并要求重点排放单位进行补正。对未按数据质量控制计划获取的活动数据、排放因子、生产数据，核查组应结合现场核查情况开具不符合项，要求重点排放单位按照保守性原则测算数据，确保不会低估排放量或过量发放配额。

3.7 其他内容

除上述内容外，核查组还应重点关注如下内容：

- 投诉举报重点排放单位温室气体排放量和相关信息存在的问题；

- 各级生态环境主管部门转办交办的事项；

- 生态环境主管部门日常监管或监督检查中发现的问题；

- 排放报告和数据质量控制计划中出现错误风险较高的数据以及重点排放单位的风险控制措施；

- 重点排放单位以往年份不符合项的补正完成情况，以及是否得到持续有效管理等。

2.12 关于发布国家生态环境标准《生态环境统计技术规范 排放源统计》的公告

公告 2022 年 第 31 号

为贯彻落实《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国统计法》《中华人民共和国统计法实施条例》《排污许可管理条例》等法律法规，加强生态环境统计管理，规范排放源统计调查工作，现批准《生态环境统计技术规范 排放源统计》为国家生态环境标准，并予发布。

标准名称、编号如下：

《生态环境统计技术规范 排放源统计》（HJ772-2022）

标准自 2023 年 1 月 1 日起实施，自实施之日起，《环境统计技术规范 污染源统计》（HJ772-2015）废止。

标准内容可在生态环境部网站（<http://www.mee.gov.cn>）查询。

特此公告。

生态环境部

2022 年 12 月 1 日

生态环境统计技术规范 排放源统计

1 适用范围

本标准规定了排放源统计调查设计、数据采集、数据汇总和报送、质量控制、报告编制、数据公布的一般原则及方法要求。

本标准适用于排放源统计。

其他生态环境统计可参照本标准执行。

2 规范性引用文件

本标准引用了下列文件或其中的条款。凡是注明日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本标准。凡是未注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本标准。

GB/T 2260 中华人民共和国行政区划代码

GB 3101 有关量、单位和符号的一般原则

GB/T 4754 国民经济行业分类

GB/T 8170 数值修约规则与极限数值的表示和判定

GB 11714 全国组织机构代码编制规则

GB 32100 法人和其他组织统一社会信用代码编码规则

HJ 75 固定污染源烟气（SO₂、NO_x、颗粒物）排放连续监测技术规范

HJ 356 水污染源在线监测系统（COD_{Cr}、NH₃-N 等）数据有效性判别技术规范

HJ 523 废水排放去向代码

HJ 608 排污单位编码规则

《排放源统计调查制度》

《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》

《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施》

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1 生态环境统计 ecological and environmental statistics

由生态环境主管部门依法组织实施的对环境污染物排放、生态环境质量、生态环境管理、应对气候

变化、核与辐射安全及其他有关生态环境保护事项进行的各项统计调查活动。

3.2 排放源 emission source

向环境中排放污染物/温室气体等的单位，包括其设施、装置或场所。

3.3 排放源统计 emission source statistics

为了解各类排放源污染物/温室气体的产生、治理、排放等情况组织开展的统计调查活动。

3.4 调查对象 investigation object

接受统计调查的总体，由有社会经济活动的，且有污染物/温室气体产生或排放的单位构成。

3.5 基本调查单位 individual investigation unit

有明确的责任主体，污染物/温室气体产生和排放有明显边界的，需要逐家开展调查的个体单位。

如工业企业、集中式污染治理设施等。

3.6 综合调查单位 comprehensive investigation unit

在确定的行政单元辖区内，除基本调查单位外的其他单位组成的整体。

3.7 重点统计指标 key statistics index

主要有废水及水污染物（化学需氧量、氨氮、总氮、总磷、废水重金属、石油类、挥发酚、氰化物等）、废气及大气污染物（二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物、废气重金属等）、固体废物、温室气体等指标，具体指标根据统计调查制度确定。

3.8 数据质量标准 data quality standard

数据产品规范或用户要求符合程度的数据质量特性，包括真实性、完整性、规范性、一致性、准确性、逻辑性、合理性、协调性等。

4 调查设计

4.1 调查内容

调查内容包括各类排放源的污染物/温室气体产生、治理、排放等情况。

4.2 调查范围

调查范围包括工业源、农业源、生活源、移动源，以及实施污染物集中处理（置）的污水处理单位、

生活垃圾处理单位、危险废物（医疗废物）集中处理（置）单位等。

4.3 调查对象

调查对象分为基本调查单位和综合调查单位。

4.3.1 基本调查单位

4.3.1.1 基本调查单位的确定

基本调查单位根据以下原则确定：

a) 比例筛选原则

以最新的全国污染源普查数据库、全国排污许可证管理信息平台数据库等为总体，按个体单位的重点统计指标值降序排列，筛选出累计到一定比例的个体单位确定为基本调查单位，并定期动态更新。

b) 规模值原则

重点统计指标值超过一定规模值的个体单位确定为基本调查单位。规模值由组织调查的生态环境主管部门确定。

c) 重点性原则

参照重点排污单位、排污许可重点管理单位名录等将相关个体单位确定为基本调查单位。

d) 稳定性原则

基本调查单位筛选比例、筛选规模值以及调查单位数量等应保持相对稳定，避免数据时间序列断层和突变，保证统计数据稳定可比。

4.3.1.2 基本调查单位的调整

基本调查单位每年调整一次，并按以下要求进行调整：

a) **新增基本调查单位。**符合基本调查单位确定原则的所有当年新、改（扩）建单位，以及因其他原因上年未确定为基本调查单位的，将其新增为基本调查单位。组织调查的生态环境主管部门可根据管理需求新增基本调查单位。

b) **移除基本调查单位。**当原有基本调查单位因关闭（指主要生产设施拆除等不具备恢复生产能力）、实施清洁生产改造或其他原因，不再满足基本调查单位确定原则时，将其从基本调查单位中移除。

4.3.2 综合调查单位

根据调查目的、调查范围和数据可获取性等，由组织调查的生态环境主管部门确定。

4.4 调查频次及时间

调查分为年度调查和季度调查等，具体根据统计调查制度确定。

年度调查周期为一年，调查时期为 1 月 1 日至 12 月 31 日，调查频次为每年一次。季度调查周期为一个季度，调查频次为每季度一次。

4.5 调查方法

4.5.1 按照《排放源统计调查制度》中规定的调查方法开展调查。常用的调查方法有全面调查、重点调查和抽样调查等。根据调查对象特点，选用不同的调查方法。

4.5.2 全面调查是对构成调查对象总体的所有单位进行逐家调查。

4.5.3 重点调查是在调查对象中选择部分单位进行调查。

4.5.4 抽样调查是从调查对象中随机抽取部分样本单位进行调查，获取样本单位数据，并据以推断总体情况。

4.6 调查指标

4.6.1 基本调查单位指标

4.6.1.1 基础信息指标。包括调查对象名称、统一社会信用代码、位置、类型、规模、所属国民经济行业等。

4.6.1.2 生产台账指标。包括取水量、能源消耗量、原辅材料用量、产品生产情况等反映基本调查单位活动水平的指标。

4.6.1.3 污染治理指标。包括污染治理工艺、设施数量、处理能力等污染治理设施运行情况指标。

4.6.1.4 污染物/温室气体产生与排放指标。包括废水及水污染物产生、排放情况；废气及大气污染物产生、排放情况；固体废物的产生、利用、贮存、处置情况以及集中处理处置过程中的污染物产生、排放情况；温室气体产生、排放情况等。

4.6.2 综合调查单位指标

包括人口、能源、交通、农业等社会经济数据，以及污染物/温室气体的产生与排放情况等。

4.7 调查表式

根据统计需求设计调查表式，调查表式应符合部门统计调查制度格式规范。

5 数据采集

5.1 数据来源

5.1.1 基本调查单位

5.1.1.1 基础信息指标数据来源于企业营业执照、环境影响评价文件、排污许可证及其执行报告等。

5.1.1.2 生产台账指标数据来源于生产运行报表、排污许可证及其执行报告等。

5.1.1.3 污染治理指标数据来源于污染治理设施运行报表、排污许可证及其执行报告等。

5.1.1.4

污染物/温室气体产生与排放数据按照污染物监测数据法、产排污系数法/排放因子法、物料衡算法等计算得出，或来源于排污许可证执行报告。

5.1.2 综合调查单位

社会经济数据来源于统计、住房和城乡建设、农业农村、公安等相关部门。

5.2 数据填报

5.2.1 调查对象应按照《排放源统计调查制度》及技术要求，正确理解指标涵义和有关填报要求，在数据采集处理平台中完整填报调查表。按照 GB/T2260、GB3101、GB/T4754、GB/T8170、GB11714、GB32100、HJ523、HJ608 等规定，规范填报调查数据。

5.2.2 基本调查单位名称、统一社会信用代码、行业代码、行政区划代码、排污许可证编号等基本信息应正确填报。单位名称、统一社会信用代码应与工商登记备案一致。主要产品产量、原辅材料用量、污染治理设施运行状况等数据应与实际情况相符，并有完整规范的台账资料等供核查核证。

5.2.3 综合调查单位数据应由各级生态环境主管部门协调相关部门获取并负责填报。

5.3 数据核算

5.3.1 基本调查单位污染物/温室气体产生/排放核算方法

基本调查单位污染物/温室气体产生/排放核算方法有监测数据法、产排污系数法/排放因子法、物料衡算法等。

监测数据符合监测技术规范要求的，优先选用监测数据法。不具备监测条件或监测数据不符合监测技术规范要求的，选用产排污系数法/排放因子法、物料衡算法核算。

5.3.1.1 监测数据法

a) 计算方法

依据实际监测的废水、废气（流）量及污染物浓度，按照公式（1）计算水、大气污染物的产生量和排放量。

$$G_j = \sum_{i=1}^n (Q_i \times C_{ij}) \quad (1)$$

式中： G_j ——污染物 j 的产生量/排放量；

Q_i ——第 i 段时间的废水/废气（流）量；

c_{ij} ——第 i 段时间污染物 j 的平均（加权平均）浓度。

b) 适用条件

对具有符合技术规范要求的自动监测数据或由有资质的检测机构按照技术规范要求进行手工监测得到数据的调查对象，可采用监测数据法核算污染物的排放量。

自动监测数据符合技术规范要求的，优先选用自动监测数据。

监测数据满足以下原则方为有效：

1) 监测数据规范性。检测机构资质、监测设备运行维护、监测采样分析等应符合相关技术要求。

2) 监测数据代表性。各排污环节污染物排放量核算应选用对应点位的监测数据。采用手工监测数。

据核算水/大气污染物排放量时，监测数据应符合相应监测要求。

3) 监测数据处理合规性。调查对象使用污染物排放自动监测数据的，应按有关标记规则对数据缺失、无效等异常时段进行标记，并根据 HJ75、HJ356 等要求进行规范性补充替代。应使用全时段有效数据，不得随意截取某时段或某时点数据作为核算依据。

5.3.1.2 产排污系数法/排放因子法

a) 计算方法

根据生产过程中的产品产量（或原料、能源消耗量等）及相应产排污系数/排放因子，计算污染物/温室气体的产生量和排放量。有污染治理设施的采用公式（2）计算，没有污染治理设施的采用公式（3）计算：

$$G_j = P_j \cdot W \cdot (1 - \eta) \quad (2)$$

式中： G_j ——污染物/温室气体 j 的产生量/排放量；

P_j ——污染物/温室气体 j 的产排污系数/排放因子；

W ——产品产量（或原料、能源消耗量等）；

η ——污染物/温室气体 j 采用的治理技术的去除效率。

$$G_j = P_j \cdot W \quad (3)$$

式中： G_j ——污染物/温室气体 j 的产生量/排放量；

P_j ——污染物/温室气体 j 的产排污系数/排放因子；

W ——产品产量（或原料、能源消耗量等）。

b) 适用条件

优先采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的产排污系数和《企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施》中的排放因子；没有对应产排污系数或排放因子的，可使用省级以上生态环境主管部门制定的产排污系数或排放因子，或具有相似、相近生产工艺和排污特点的产排污系数或排放因子。

5.3.1.3 物料衡算法

a) 计算方法

根据质量守恒原理，对生产过程中使用的物料变化情况进行定量计算，按照公式（4）计算污染物/温室气体的排放量。

$$G_{\text{排放}} = G_{\text{投入}} - G_{\text{回收}} - G_{\text{处理}} - G_{\text{转化}} - G_{\text{产品}} \quad (4)$$

式中： $G_{\text{排放}}$ ——某物质以污染物/温室气体形式排放的量；

$G_{\text{投入}}$ ——投入物料中的总量；

$G_{\text{回收}}$ ——回收再利用的量；

$G_{\text{处理}}$ ——经净化处理去除的量；

$G_{\text{转化}}$ ——生产过程中被分解、转化的量；

$G_{\text{产品}}$ ——进入产品中的量。

b) 适用条件

对生产工艺相对简单、各项参数容易获得、燃料或原料中的某类元素含量及其转化情况较为明确等的调查对象，可采用物料衡算法核算污染物/温室气体的排放量。

5.3.2 综合调查单位污染物/温室气体排放核算方法

根据综合调查单位的相关数据和对应产排污系数/排放因子，计算污染物/温室气体产生量和排放量。

5.4 数据自审及提交

5.4.1 数据自审

调查对象应对填报数据进行自审，数据应符合完整性、规范性、一致性、准确性、逻辑性、合理性等质量标准，数据质量标准及自审内容见表 1。调查对象应对错误信息进行修改。

表 1 调查对象填报数据质量标准及自审内容

一级质量标准	二级质量标准	自审内容	描述
完整性	无遗漏	调查表及指标	1.按照污染源属性或行业类别以及温室气体排放源核算范围填报调查表，无遗漏 2.基本信息、活动水平数据完整、无遗漏 3.污染物/温室气体核算参数完整、无遗漏
规范性	指标填报规范性	基本信息、活动水平数据	1.数据填报符合指标界定 2.空值、零值符合填报要求
	核算方法规范性	核算方法选用，产排污系数/排放因子、核算参数选取	1.按照优先顺序选取核算方法 2.核算方法符合适用条件 3.产排污系数/排放因子和核算参数选取正确 4.污染治理设施去除效率符合实际情况
一致性	基础数据保持一致	填报数据	1.填报信息与统计资料、原始凭证等台账资料一致 2.台账资料与单位内部相关业务部门资料一致 3.录入数据与生产运行报表数据一致 4.不同调查表中相同指标数据一致
准确性	计算准确	活动水平数据、重要核算参数	计算过程正确，计算结果准确

一级质量标准	二级质量标准	自审内容	描述
逻辑性	表内、表间数值逻辑性	同一调查表或不同调查表的数值型指标的数值间逻辑关系	数值间应符合规定的逻辑关系
	非数值型指标逻辑性	同一调查表或不同调查表的非数值型指标间逻辑关系	有共生关系的指标符合逻辑关系
合理性	单值合理性	数值型指标，衍生指标	数值应符合值域范围的要求
	变化趋势合理性	活动水平数据、污染物/温室气体产生量和排放量本年度数据较上一年度数据变化情况	本年度数据较上一年度数据变化趋势合理

5.4.2 数据提交

调查对象法人代表或负责人对调查数据负责，审核确认后提交。

6 数据汇总和报送

6.1 数据汇总

数据汇总指由基础表生成汇总表的过程，由全国统一的数据采集处理平台完成。

数据汇总分为原表汇总和专项分类汇总。原表汇总指按各地区行政区划代码汇总；专项分类汇总指按行业代码、流域代码、海域代码等专项代码汇总。

6.2 数据报送

从调查对象开始，按照县级、地市级、省级、国务院生态环境主管部门的顺序，依次逐级上报。季度调查数据按照时效性要求可适当减少报送环节。实行垂直管理的地区可按隶属关系上报。

7 质量控制

7.1 规范设计调查表及指标

调查表结构应清晰，填报说明应明确。指标名称、口径、范围、计算方法、解释说明及其相关的目录、分组、编码应规范统一，符合统计指标体系、统计分类等标准。

7.2 采用统一的数据采集处理平台

平台设计应满足统计调查制度需要，遵循科学的软件开发规范，符合国家信息安全标准。

7.3 做好数据采集前准备工作

开展统计调查前，各级生态环境主管部门应将人员、经费、设备等保障性资源配置到位，确保调查顺利进行。采取多种形式开展调查制度、软件操作等方面的业务培训。相关人员均应接受培训。

7.4 保证调查对象完整

各级生态环境主管部门应按照调查制度规定的调查范围确定基本调查单位和综合调查单位，确保应纳入的调查对象完整、无遗漏。基本调查单位调整应相对稳定，新增或移除应依据充分。

7.5 保证数据采集质量

调查对象独立填报调查数据，对照表 1 进行自审，修改差错数据、补充不完整数据。地方生态环境主管部门及时对调查对象报送的原始数据进行审核，经核实确属调查对象填报错误的，应退回原调查对象修改后重新上报，保留修改记录和相关说明。

7.6 规范数据审核流程

各级生态环境主管部门应及时审核数据并反馈问题。县级、地市级、省级、国务院生态环境主管部门在规定时间内对数据进行逐级审核，发现疑点和问题，及时退回下级部门或调查对象核实和修正，并保留修改记录。

县级生态环境主管部门负责审核县级汇总数据和调查对象填报数据。地市级生态环境主管部门负责审核地市级汇总数据，抽样审核县级汇总数据和调查对象填报数据。省级生态环境主管部门负责审核省级汇总数据，抽样审核地市级及以下汇总数据和调查对象填报数据。国务院生态环境主管部门负责审核全国汇总数据，抽样审核省级及以下汇总数据和调查对象填报数据。各级生态环境主管部门对本辖区排放源统计数据审核质量负责，对下级数据审核进行指导和监督。

7.6.1 数据质量标准和审核内容

数据质量标准包括完整性、逻辑性、合理性、协调性，根据数据质量标准确定审核内容，见表 2。

表 2 数据质量标准及审核内容

一级质量标准	二级质量标准	审核内容	描述
完整性	无遗漏	调查区域，排放源类别，调查对象，调查表及指标	1.调查区域覆盖完整、无遗漏 2.污染源类型、温室气体核算范围覆盖完整、无遗漏 3.调查对象无遗漏 4.调查表及指标填报完整、无遗漏
逻辑性	表内、表间数值逻辑性	同一调查表或不同调查表的数值型指标的数值间逻辑关系	数值间应符合规定的逻辑关系
	非数值型指标逻辑性	同一调查表或不同调查表的非数值型指标间逻辑关系	有共生关系的指标符合逻辑关系
合理性	单值合理性	调查指标，衍生指标	1.数值应符合值域范围的要求 2.区域内数值排序，识别异常值
	结构合理性	污染物/温室气体产生量和排放量区域间、行业间差异合理性	1.辖区内不同区域，根据能源消费数据、人口数据、重点行业产品产量、历年生态环境统计数据、污染源普查数据等进行比较，区域间差异在合理范围内 2.辖区内不同行业，根据行业产值、产品产量比重等进行比较，行业间差异在合理范围内
	变化趋势合理性	活动水平数据、污染物/温室气体排放量本年度数据较上一年度数据变化情况	1.同一区域本年度数据较上一年度数据变化趋势合理 2.同一行业本年度数据较上一年度数据变化趋势合理 3.同一企业本年度数据较上一年度数据变化趋势合理
协调性	宏观数据协调性	产品产量、能源消耗量等活动水平数据与排放数据的关系	与经济、行业、社会发展水平等其他统计数据的协调性

7.6.2 数据审核要求

各级生态环境主管部门对照表 2 审核汇总数据，抽样选取一定数量的基本调查单位审核填报数据，必要时进行现场复核。各级生态环境主管部门审核重点及抽样比例见表 3。无县区的地级市，其辖区镇街参照县级审核要求执行。

表 3 各级生态环境主管部门审核重点及抽样比例

部门	审核重点	基本调查单位抽样比例	
		调查表数据审核	现场复核（推荐）
县级生态环境主管部门	完整性、规范性、一致性、逻辑性	100%	10%的基本调查单位
地市级生态环境主管部门	完整性、逻辑性、合理性、协调性	不少于 30%	5%的基本调查单位
省级生态环境主管部门	完整性、逻辑性、合理性、协调性	不少于 5%	必要时开展
国务院生态环境主管部门	完整性、合理性、协调性	不少于 1%	必要时开展

7.6.3 重点审核

各级生态环境主管部门应当加强对重点行业、重点区域、重点调查对象数据的审核。对于绝对数值大和变化幅度大的行业、区域、调查对象进行重点审核，必要时开展现场复核。对于行业和区域分布不符合数据质量标准的，应追溯审核基本调查单位数据。

7.6.4 审核方法

7.6.4.1 比较法。将同一指标从时间或空间不同维度进行对比，审核数据的合理性。

7.6.4.2 排序法。对某项指标数据进行升序或降序排列，审核该指标数据的异常值。

7.6.4.3 比例法。计算某项指标数据的区域或行业比例，根据区域或行业结构判断数据的合理性。

7.6.4.4 平均效率法。计算区域或行业污染物平均产生或排放浓度、去除效率等，判断相关数据合理性。

7.6.4.5 逻辑分析法。根据指标之间的逻辑关系，审核数据之间的逻辑性。

7.6.4.6 推算法。根据产品产量、原辅材料用量、水耗、能耗及监测数据、污染治理设施去除效率等进行推算，审核污染物/温室气体产生量和排放量数据的合理性。

8 报告编制

8.1 报告主要类型

报告类型主要包括生态环境统计年报、生态环境统计公报等。

a) 生态环境统计年报

指对生态环境统计调查年报数据进行整理、分类汇总和编辑，形成年度报告和数据表的书刊。

生态环境统计年报除包括排放源统计调查的主要数据结果外，还可包括其他生态环境专项统计数据内容。

b) 生态环境统计公报

指对污染物产生、治理、排放等情况，以及其他生态环境专项统计数据，进行简明扼要叙述的公报。

8.2 编制要求

8.2.1 报告包括废水及水污染物情况、废气及大气污染物情况、固体废物情况以及其他内容。

8.2.2 报告以统计数据表为主，并配以必要的文字描述。

8.2.3 报告中每类数据表按专题分别设置，如按行业、区域、流域等。

8.2.4 报告对数据的调查范围、数据来源、核算方法等进行简要说明，并附主要指标的指标解释，方便用户理解和使用。

9 数据公布

各级生态环境主管部门依照相关法律规定，负责发布本级及辖区排放源统计数据。可通过新闻发布会、官方网站、出版物等多种渠道及时公布统计数据。

附录 A

(资料性附录)

排放源统计调查报告内容

A1 综述

A2 调查对象情况

A2.1 工业源

A2.2 农业源

A2.3 生活源

A2.4 集中式污染治理设施

A2.5 移动源

A3 废水及水污染物

A3.1 废水及水污染物排放总体情况

A3.2 各地区废水及水污染物排放情况

A3.3 主要工业行业废水及水污染物排放情况

A4 废气及大气污染物

A4.1 废气及大气污染物排放总体情况

A4.2 各地区废气及大气污染物排放情况

A4.3 主要工业行业废气及大气污染物排放情况

A5 固体废物

A5.1 一般工业固体废物产生、综合利用及处置情况

A5.2 工业危险废物产生及利用处置情况

A5.3 生活垃圾处理情况

A5.4 医疗废物处置情况

A6 其他内容

A7 数据表

A7.1 各地区数据表

A7.2 主要工业行业数据表

A7.3 流域及陆源海源入海数据表

A7.4 大气污染防治重点区域数据表

A7.5 其他数据表

A7.6 附表



中国（河北）自由贸易试验区正定片区正定新区阳光路 39 号传媒大厦 13 层

邮编：050800

电话：0311-83506837

邮箱：Business@hbceex.com.cn



河北碳排放权服务中心

Hebei Emission Exchange

低碳 · 生态 · 智慧

