

# 中国碳排放交易体系

设计高效的配额分配方案



## 摘要

2017年，中国决定启动全国碳排放交易体系（ETS），以经济有效的方式限制和减少二氧化碳排放量。中国全国碳排放权交易市场预计于2020年开始正式交易，在初期将覆盖燃煤和燃气发电。碳交易体系将根据燃料和技术为各类机组分别设定行业排放基准值，并结合各电厂产出进行配额分配。中国的碳交易体系计划在未来扩展到其他七个行业。这将是迄今为止全球最大的碳交易体系，涵盖全球化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的七分之一。最初几年的运行对于测试系统设计和建立系统信任度至关重要。鉴于燃煤发电在中国电力行业和二氧化碳排放中的主导地位，针对煤电机组的管理对于实现中国的气候目标和其他可持续能源目标尤为重要。鉴于碳交易体系将与一系列其他政策（如节能标准、空气污染标准、电力市场改革和发电装机退役计划等）共同作用，该体系对于燃煤发电运行的影响值得探讨。本报告将探讨当前碳交易体系配额分配实施草案对中国燃煤电厂的潜在影响。本报告将评估不同分配方案对各类机组配额分配所产生的影响，并研究能导致发电机组产生配额短缺或盈余的关键因素。报告亦将探讨省份和企业层面的分配影响。本报告将就如何完善中国碳交易体系制度设计以在推动能源转型中发挥更核心的作用方面提出建议。

## 目录

<b>执行摘要</b> .....	<b>4</b>
<b>引言</b> .....	<b>22</b>
<b>中国能源与气候政策制定</b> .....	<b>26</b>
<b>中国燃煤发电趋势分析</b> .....	<b>34</b>
中国燃煤发电的迅速增长.....	35
能效与二氧化碳排放强度.....	40
年轻的煤电机组：碳减排挑战.....	44
煤电装机容量最高的十个省级行政区.....	50
中国五大国有发电集团 .....	57
<b>中国碳市场规则</b> .....	<b>60</b>
<b>碳市场对煤电影响分析</b> .....	<b>69</b>
机组级别分析概述.....	70
燃料排放因子、配额基准设计与碳市场的有效性 .....	74
配额分配与公平性考量 .....	83
政策互动对碳市场的影响.....	89
关于中国碳市场可能演变方向的讨论.....	95
<b>附录</b> .....	<b>103</b>

---

# 执行摘要

---

## 执行摘要

### 中国碳排放交易体系，全球最大的碳排放交易体系

2020 年是中国能源体系发展的分水岭。即使没有新冠病毒带来的各种影响，为“十四五”规划（2021-2025 年）制定目标和指导方向的重要工作已足够具有挑战性。但是，2020 年显然已成为中国决策者进一步深化市场机制的广泛运用的重要时刻。

精准、高效、协调地推进全国碳排放交易体系（ETS）建设可成为支持中国经济从新冠病毒疫情中恢复并促进清洁能源革命的重要因素。在这个全球相互联系、相互依存的环境下，中国碳交易体系的成功对我们每个人都影响深远。

中国于 2017 年开始建设全国碳排放交易体系，以经济有效地限制和减少二氧化碳的排放。碳交易体系可成为中国推动减排、实现国家自主贡献目标和长期低碳战略的一项重要气候政策。第一个履约期计划于 2020 年启动。

中国全国碳市场将首先覆盖燃煤和燃气发电厂，并根据燃料和技术为各类机组分别设定行业排放基准值，结合各电厂产出进行配额分配。

燃煤电厂的二氧化碳排放量约占中国化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放

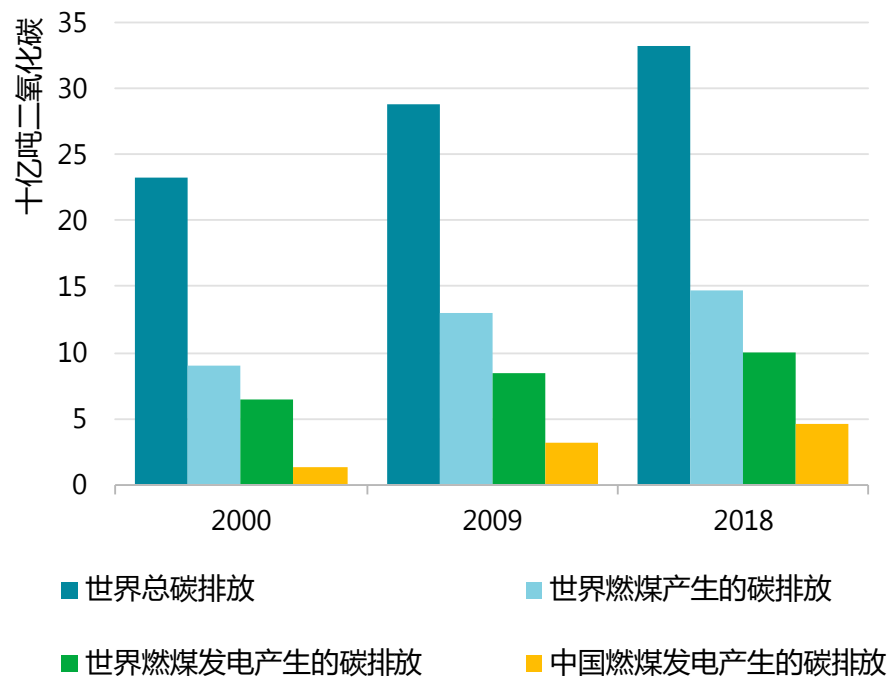
量的一半。因此，减少燃煤电厂的排放对于实现中国的低碳目标至关重要，这将是碳排放交易体系覆盖的主要排放来源。

本报告研究了当前碳交易体系设计草案对中国燃煤电厂的潜在影响。这是一个正在进行的项目的一部分，该项目致力于研究全国碳交易体系将如何推动中国的清洁能源转型。在国际能源署（IEA）“清洁能源转型计划”的支持下，后续报告将对中国碳交易体系进行深入分析，包括其对燃气发电厂和整个电力行业至 2035 年的影响。

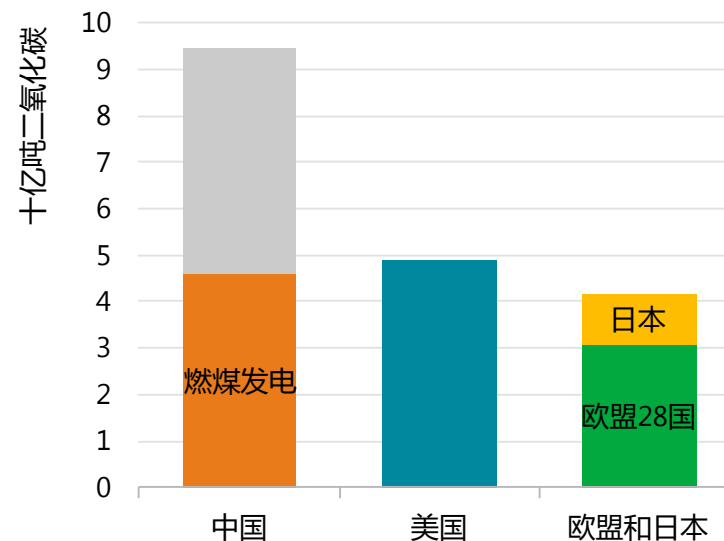
碳交易体系将与其他直接影响中国燃煤电厂的现有政策共存。本报告将首先阐明规范燃煤发电的机构和政策，并分析煤电的发展趋势。报告进而就国家、省级和企业三个层面评估碳市场设计对不同技术的燃煤电厂的影响，并阐述关键结论和建议。

中国燃煤电厂的二氧化碳排放量在 2000 年至 2018 年间有所增加，于 2018 年达到 46 亿吨

化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量



2018 年化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量



IEA. All rights reserved.

资料来源: 2018 年数据源自国际能源署 (2019a), CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 2019 [来自燃料燃烧的二氧化碳排放 2019]; 国际能源署 (2019b), World Energy Outlook 2019 [世界能源展望 2019]。

## 中国的清洁能源转型极大地取决于对现有煤电机组的管理

在过去 18 年中，为了保证能源安全和平价供应，中国煤电行业的规模与电力和热力的需求增长保持同步，经历了显著的增长。当前的主要挑战是减少煤电的产能过剩和生态足迹。

中国的燃煤发电装机容量自 2000 年的 222 吉瓦到 2018 年的 1007 吉瓦，增长超过四倍。该增长主要由 2005 年以来规模更大且更高效的超临界和超超临界机组的建设驱动，从而使中国燃煤发电平均效率自 2000 年的 30% 提高到了 2018 年的 39%，成为全球效率最高的燃煤机组之一。

同时，中国的燃煤机组是全球规模最大亦是最年轻的燃煤机组之一。尽管如此，亚临界机组仍占中国煤电装机容量、发电和供热量以及相关二氧化碳排放量的主要部分。近年来，燃煤发电的碳排放强度下降速率放缓。这可能会在未来几十年中锁定大量的二氧化碳排放。

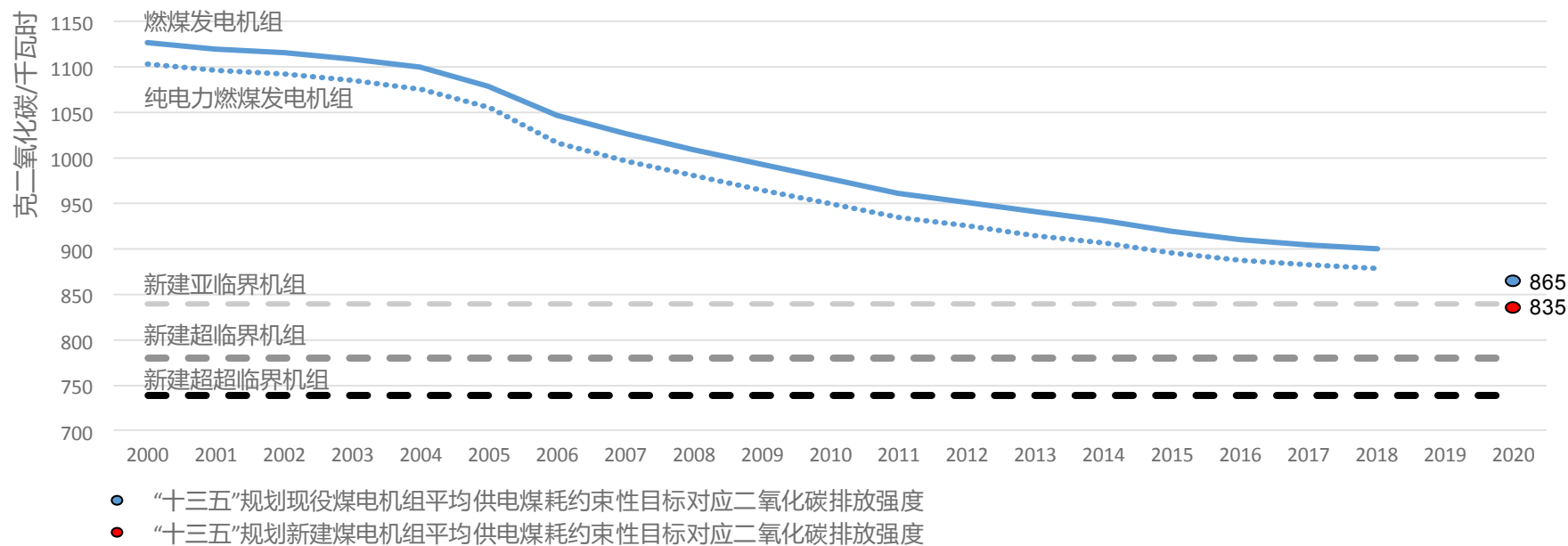
中国的燃煤发电机组产生的二氧化碳排在 2018 年达到了 46 亿吨，超过了欧盟和日本化石燃料燃烧所产生的二氧化碳排放总和。煤电装机容量最高的十个省份和五大发电集团<sup>1</sup>分别占中国煤电二氧化碳排放量的三分之二和 50%。

---

<sup>1</sup> 国家能源投资集团有限公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、国家电力投资集团公司。

机组效率的提高使碳排放强度迅速下降，但这一趋势近年来有所减缓

煤电机组发电的平均二氧化碳排放强度



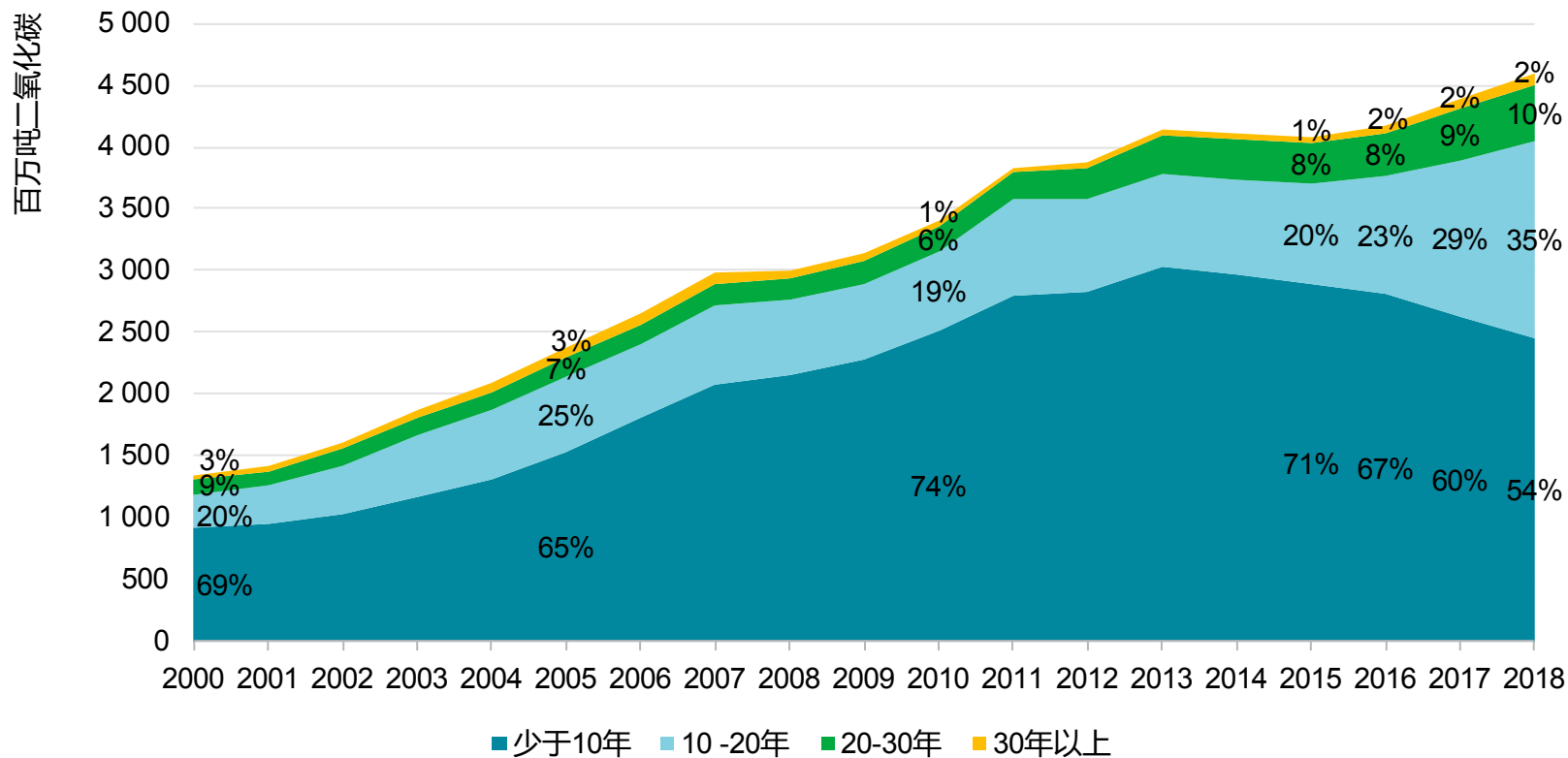
IEA. All rights reserved.

注：热电联产机组的供热量未计入“十三五”规划的平均供电煤耗目标（仅考虑发电量）。热电联产机组由于投产时间长，平均能效水平更低，因此发电机组的平均二氧化碳排放强度高于纯电力机组的平均二氧化碳排放强度。“十三五”电力发展规划中规定了现役煤电机组平均煤耗目标对应的二氧化碳强度目标，该目标与“其他烟煤”的燃料二氧化碳排放因子（即 95 千克二氧化碳/吉焦）相对应。



中国煤电机组较低的平均运行年龄可能在未来几十年内锁定大量碳排放

各运行年龄段煤电机组二氧化碳排放



注：平均运行年龄按照装机容量的加权计算得出。

IEA. All rights reserved.

## 重置、改造和淘汰煤电产能

因此，管理现有的煤电机组、减少煤电排放将是中国清洁能源转型的关键。改善电厂管理，进行包括碳捕集利用与封存等在内的改造以及在预期寿命之前淘汰低能效的机组可有助于实现此目的。任何新建的燃煤装机都将为成功实现清洁能源转型增加挑战。

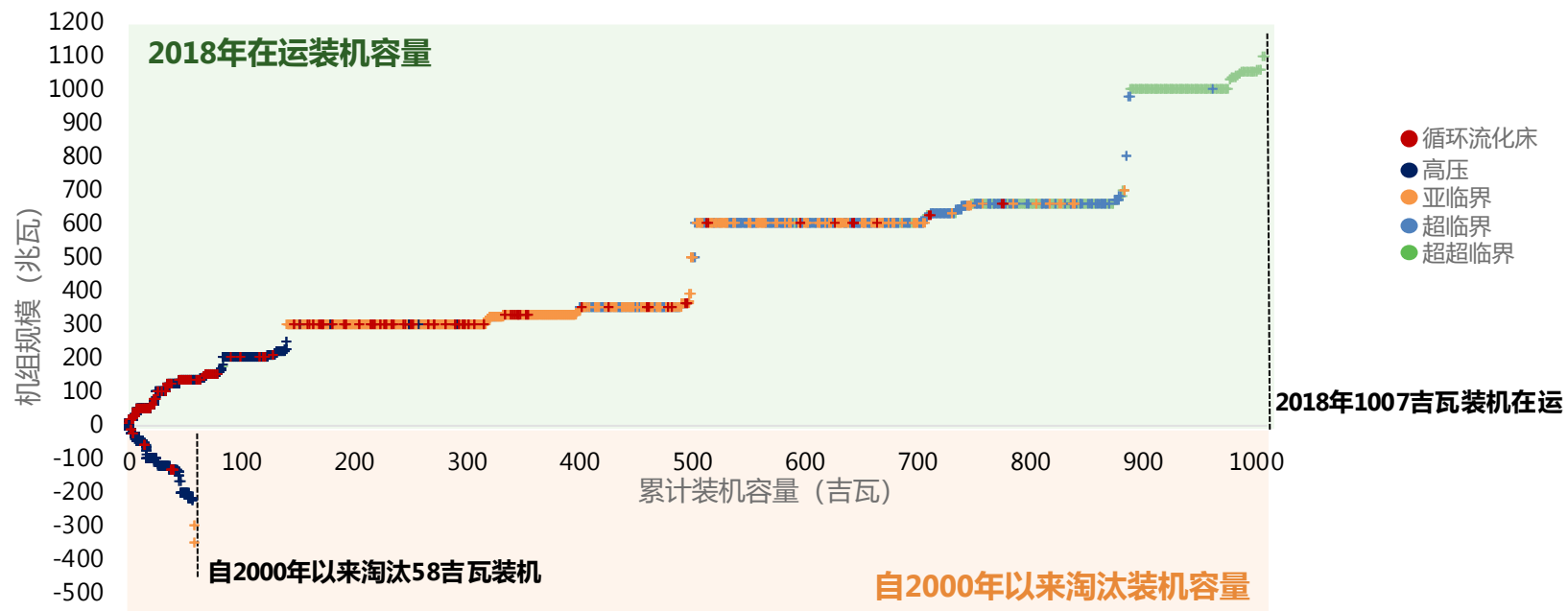
中国仍计划建设新的燃煤机组，其原因涉及多方面因素，包括提供就业机会、促进地方经济增长、为消纳可再生能源提供灵活性以及在提高现有热电联产机组效率的同时满足供热需求。

为控制排放，一种政策可能是在增加新的燃煤装机的同时，相应地淘汰等量的效率较低的老旧装机，从而保证燃煤装机净增长量为零。

未来中国燃煤机组的退役必须突破小规模机组的范围，尤其需加大对较大的老旧热电联产机组的淘汰。将现有的高效超临界和超超临界纯电力机组进行供热改造可以避免新建热电联产机组。

迄今为止淘汰的仅为小型和低效的循环流化床、高压和亚临界机组

2018年在运装机容量（上）和2000年以来淘汰装机容量（下）



IEA. All rights reserved.

## 利用碳市场加速中国煤电转型

规范性政策和市场激励可相辅相成，在中长期内显著减少二氧化碳的排放。中国的全国碳排放交易体系，尤其是其监测规则应可极大地改善排放数据的可获得性和质量，这对加强燃煤发电和总体排放管理至关重要。根据其他地区的经验，排控企业也将进行碳管理能力建设，并将碳排放成本整合进他们中长期的决策中。

当前选择的配额分配基于产出和基准排放强度，将激励在役燃煤电厂提高效率。在短期内，碳交易体系鼓励高排放燃煤电厂通过提高能效和燃煤质量等方式改善其二氧化碳排放因子。同时，碳交易也将激励企业优先选择能效更高的机组进行发电。从长远来看，碳交易体系将鼓励企业把投资从亚临界（和其他效率更低的）机组转移到超临界和超超临界机组。此外，碳交易体系将激励淘汰较小和效率较低的循环流化床、高压和亚临界等燃煤发电机组。

## 当前的碳排放交易体系配额分配草案或造成大量配额盈余

鉴于煤电的主导地位，监测燃煤发电使用的燃料二氧化碳排放因子（即单位燃料消耗的二氧化碳排放量）将是决定整个碳市场严格程度的决定性因素。草案对不实测自身二氧化碳排放因子的企业采用高缺省值，以

激励企业展开实测。但是，由于实测排放因子将远低于缺省值，接受实测的机组越多，碳交易体系内的配额盈余将越高。

在中国目前考虑的两套配额实施方案中，对所有常规燃煤发电技术采用统一排放基准值（方案 1）较根据机组规模采取两个排放基准值（方案 2）将使国家碳交易体系更加严格。此外，采用两个基准值可能会导致较宽松的基准覆盖下的低效机组增加发电量，从而造成适得其反的效果。

在任何一种方案下，无论实测排放因子与否，当前被纳入考虑的基准值对于较大规模的常规燃煤发电厂都最为宽松。这将造成整体上的配额盈余。

## 进行监测的机组越多，配额盈余越高

## 配额的盈余或缺乏极受实测燃料二氧化碳排放因子机组比例的影响

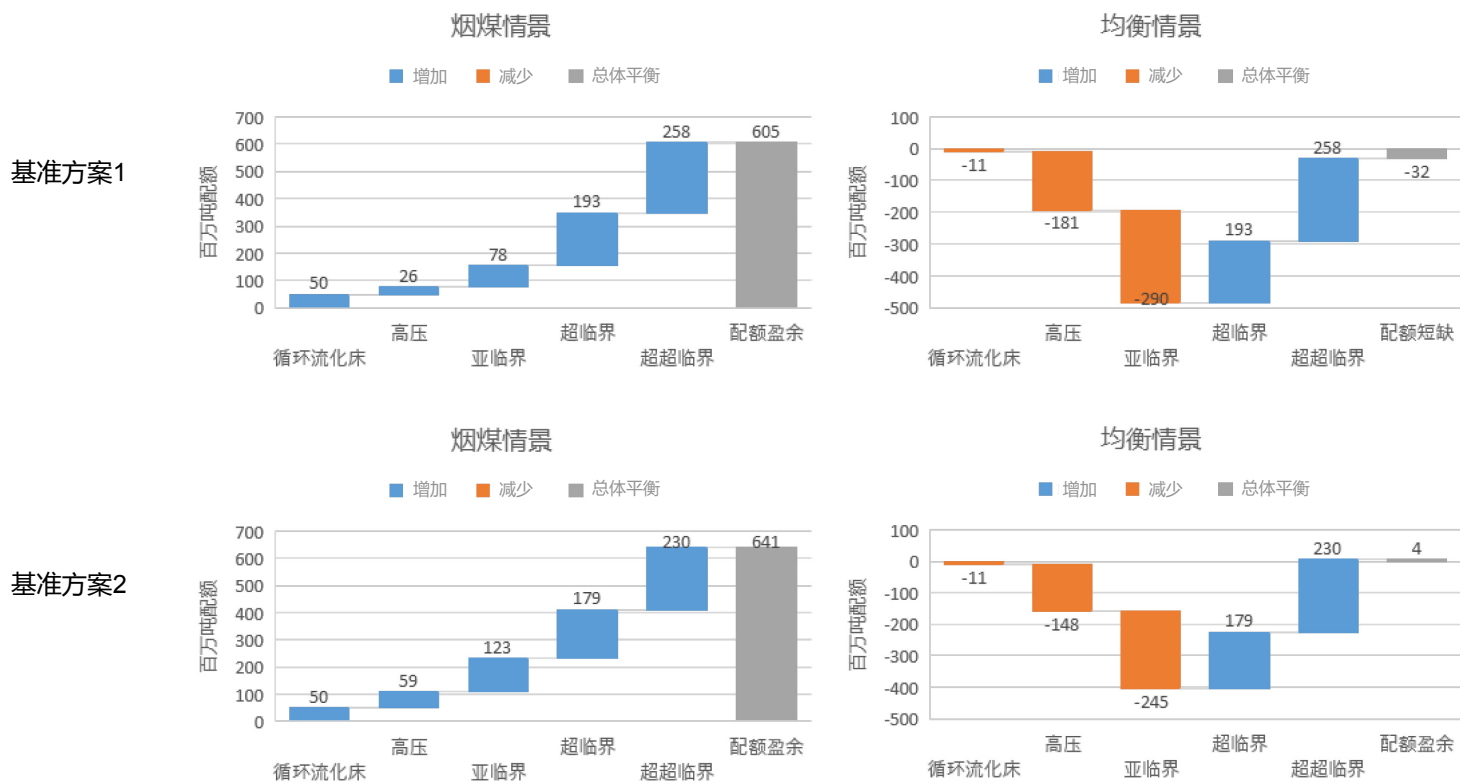
情景	机组数量	供电供热量 (太瓦时)	报告的二氧化碳排放量 (百万吨二氧化碳)	配额分配 (基准方案 1)			配额分配 (基准方案 2)		
	比例	比例	比例	配额平衡			配额平衡		
<b>烟煤情景:</b>						605			641
<b>实测排放因子:</b> 所有机组	100%	100%	100%	605			641		
<b>缺省排放因子:</b> 无	0%	0%	0%		0			0	
<b>均衡情景:</b>						-32			4
<b>实测排放因子:</b> 超临界、超超临界、600 兆瓦等级及以上亚临界和循环流化床机组	27%	54%	47%	487			433		
<b>缺省排放因子:</b> 高压和 600 兆瓦等级以下循环流化床机组	73%	46%	53%		-519			-429	
<b>缺省情景:</b>						-752			-716
<b>实测排放因子:</b> 无	0%	0%	0%	0			0		
<b>缺省排放因子:</b> 所有机组	100%	100%	100%		-752			-716	

IEA. All rights reserved.

注：表中绿色标注为**配额短缺**，红色标注为**配额盈余**。2006 年 IPCC 指南中“其他烟煤”的参考值 95 千克二氧化碳/吉焦被作为实测的燃料二氧化碳排放因子的平均值。对于不进行实测的机组，分析中采用中国碳市场排放报告指南中的缺省值 123 千克二氧化碳/吉焦。配额盈余的规模将取决于燃煤机组燃料二氧化碳排放因子的平均监测值，这可能与假设值略有不同。

根据计划草案，对常规燃煤机组采用统一基准值将使系统更加严格，但这一基准值对较大的机组仍为宽松

不同基准选择和不同燃料排放因子下的配额平衡



IEA. All rights reserved.

注：超超临界和超临界机组以及 600 兆瓦等级以上的机组产生了大部分配额盈余，这证实了 300 兆瓦等级以上的常规燃煤机组基准值并不十分严格，特别是考虑到这些机组在供电量中所占的份额不断增加。

## 考虑各省份和企业之间的分配效果，保障公平性

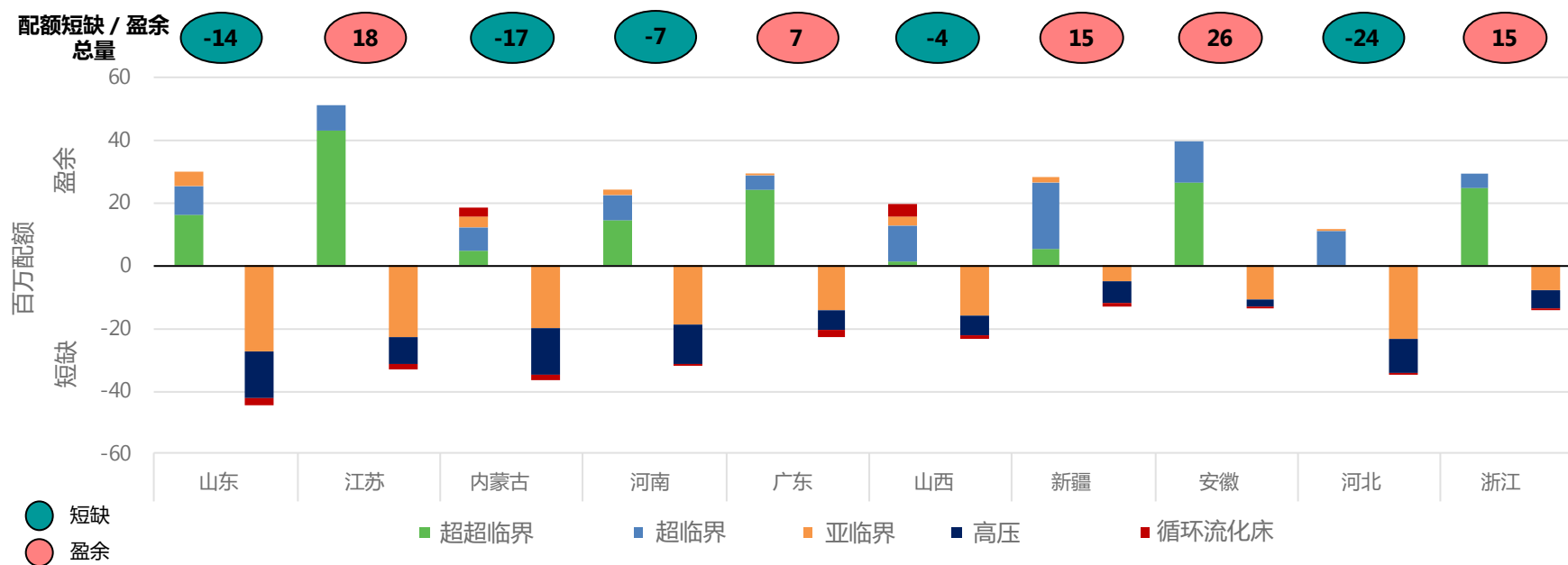
由于机组技术成分的不同，部分省份可获得大量配额盈余，而部分省份将出现大量缺损，造成省份间的分配不均。类似的影响在企业层面更为明显，在均衡场景中（即部分煤电机组监测其燃料排放因子），五大发

电集团中的三家将获得价值 17.5 亿人民币的配额盈余，其他企业包括大唐集团等，将面对价值 15 亿人民币的配额赤字。

政策制定者应密切注意省份和企业层面的配额盈余和缺损情况，尤其是分配方案对煤电装机容量最大的十个省份和五大发电集团的影响。

煤电装机前十省份中有五个将产生配额盈余，其余五省则将出现配额短缺

方案 2 均衡情景下各省分技术配额平衡（百万配额）



IEA. All rights reserved.

## 在相关政策环境下考虑碳交易体系设计

对碳交易体系的设计需根据其他相关政策作出相应调整。例如，对于任何会造成发电装机结构迅速变化的政策，包括在短期内（如 2021 年底）淘汰大量燃煤机组的计划，如不对碳市场配额基准值作出相应调整，将造成系统内的配额盈余大幅增加。

碳交易体系的有效性与电力市场改革，尤其是电力调度方面的改革进展密切相关。当前的电力调度根据“三公调度”原则，为相同技术领域的发电机组分配同样的利用小时数。如无电力调度体系的改革，燃煤机组将无法根据碳排放配额给出的价格信号调整设备运行，从而限制碳交易体系在减少电力行业排放方面发挥的作用。

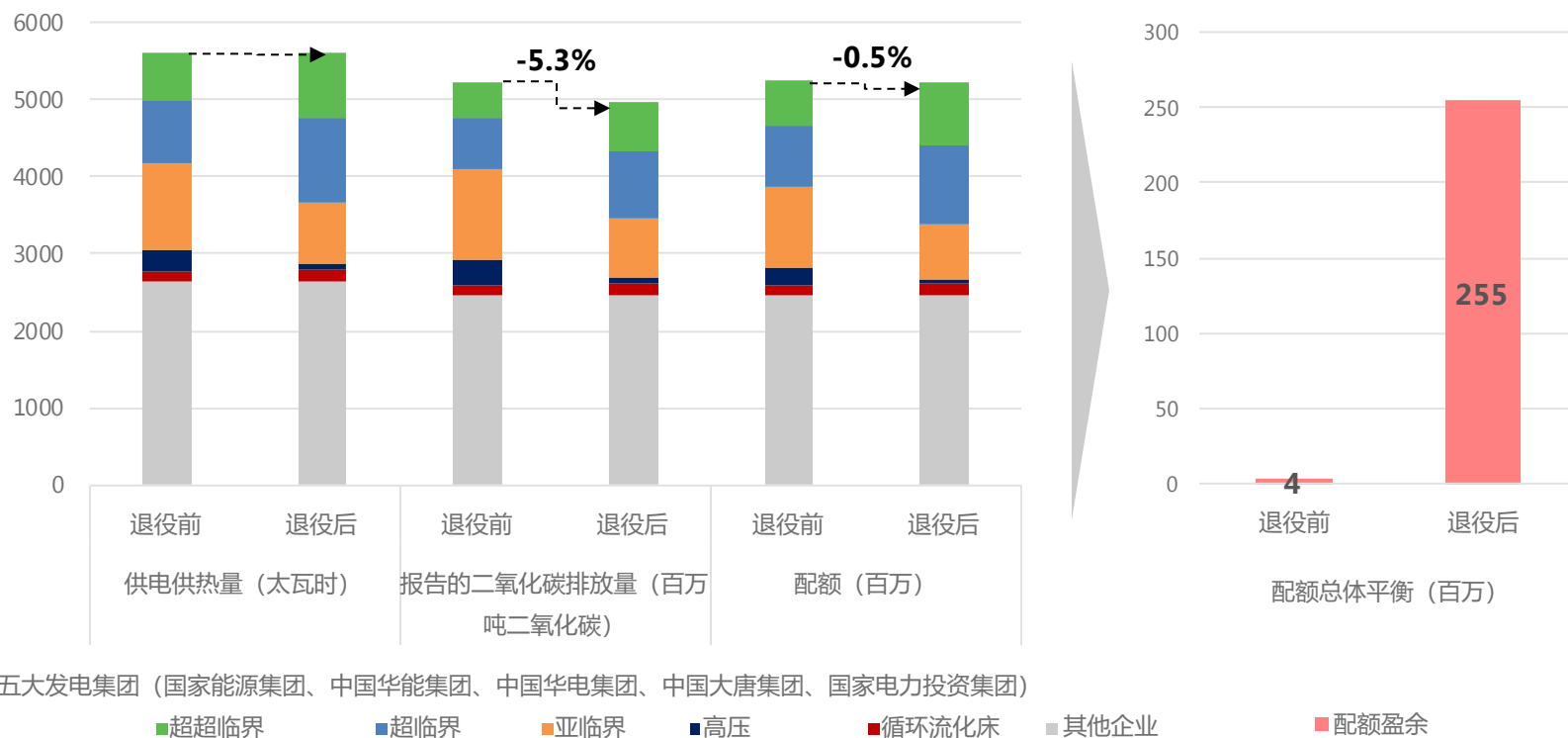
电力行业的清洁能源转型也离不开政策对于低碳能源发展的支持。鉴于当前的碳排放权交易市场仅覆盖燃煤和燃气发电厂，该体系对降低燃煤发电在总发电量中所占份额的影响有限。当前方案下，企业可通过超临界和超超临界机组获得配额盈余，但投资可再生能源等低碳发电技术却不能带来任何盈余。这甚至可能提高高效燃煤电厂相对于可再生能源的经济竞争力，对能源转型造成反向影响。



如果在碳市场配额分配中不考虑可能的退役情况，将产生巨额配额盈余

方案 2 均衡情景下退役 150 吉瓦装机对五大发电集团发电和供热量、报告二氧化碳排放量和配额的影响（左图）

配额（百万）平衡情况（右图）



注：报告的二氧化碳排放量受报告时采用的燃料二氧化碳排放因子影响，并不一定与实际排放水平相对应。

IEA. All rights reserved.

## 政策建议

### 调整当前基准值

为更好地反映对现有燃煤电厂减排的预期政策目标，配额分配对燃煤发电二氧化碳排放所采用的基准值应更加严格，避免造成配额供过于求，阻碍碳市场发挥其作用。

当前选用的燃料碳排放因子缺省值比最高排放的燃煤实际排放因子高20%，这一选择有助于激励发电企业实测自身的排放因子，但缺省值不应与基准值的设置相关，提高基准值将导致系统内配额盈余。

对于不同的燃煤技术，尽量采用统一的基准值将在配额分配和减少二氧化碳排放方面更为公平、有效。多个基准值的设计通常用于平衡不同技术之间配额的分配效应，但这一公平性问题可通过其他方式解决（如财务支持等）。避免使用多个基准值将助力电力行业改革，鼓励减少较低能效电厂的运行，并增加高能效电厂的运行。

### 未来碳交易体系设计方向

引入碳排放配额拍卖可产生新的收入来源，以用于协理省份和企业之间的分配公平性问题。在全面拍卖之前，可将从配额盈余中产生的资金专

门用于低碳投资，通过对研发、技术创新、劳动力的再培训和重新部署等多方面的支持推动中国的清洁能源转型。

通过设计调整，碳排放交易体系可成为中国电力行业转型的一项核心政策。合并燃煤和燃气发电的基准，涵盖碳捕集利用与封存技术，并将碳市场延伸到包括风能和太阳能光伏在内的低碳能源技术，可大幅减少电力行业的二氧化碳排放，支持甚至替代诸如煤电节能减排目标和可再生能源上网电价补贴等政策。

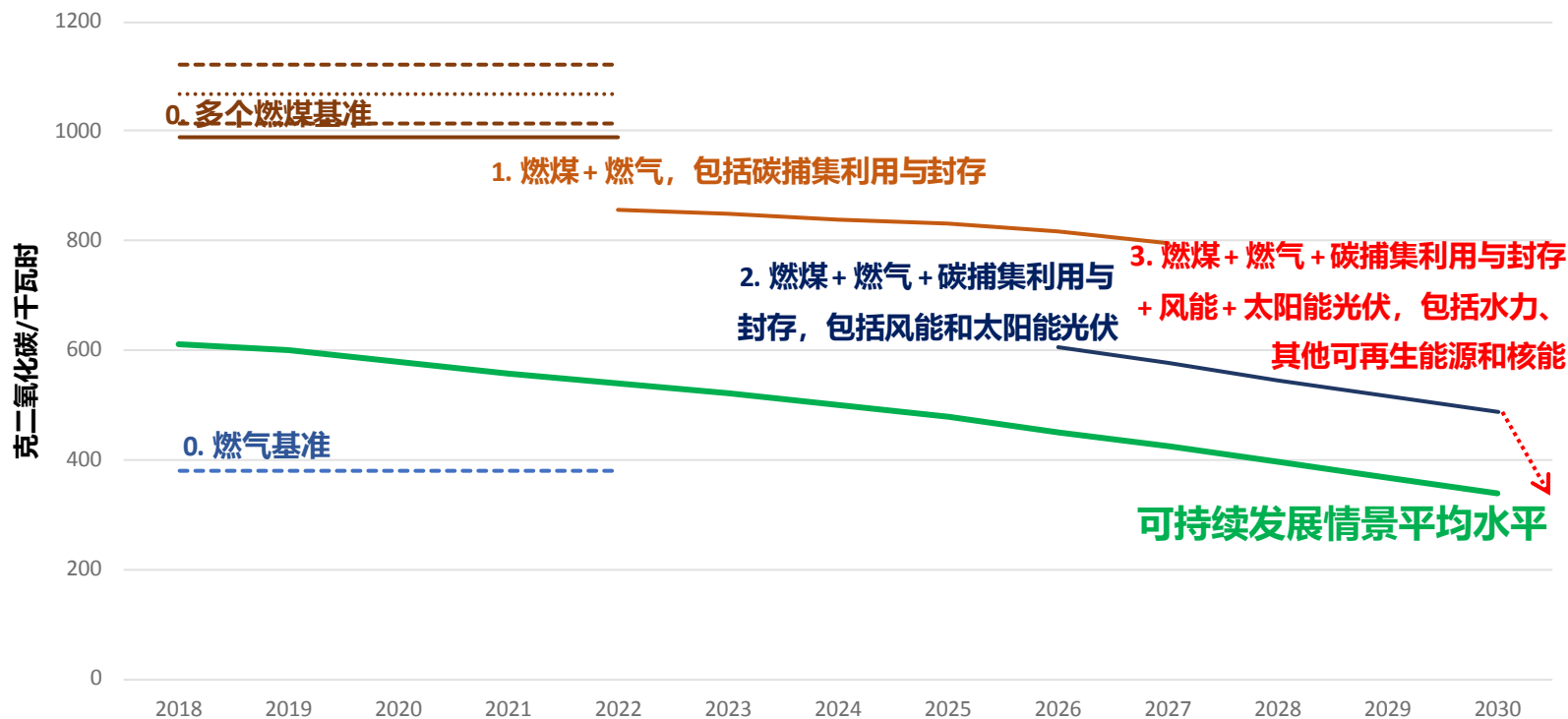
在将碳市场延伸到制造业的过程中，如引入当前的基于比例的配额分配系统，将会使碳市场进一步复杂化，带来更大的挑战性。设置绝对排放量的上限和基于总量的分配系统可作为未来的一种选择。

### 中国国家碳交易体系推荐行动计划

1. 于 2020 年启动全国碳市场的第一个履约期，加严配额分配基准值，并对常规燃煤发电技术采用统一基准值（方案 1）
2. 收集机组层面数据，鼓励机组实测自身的燃料二氧化碳排放因子
3. 根据 2020 年的数据和实测机组的变化情况为下一履约期进行规划，调整并加严基准值
4. 引入碳排放配额拍卖以创造资金流，采取针对性措施保障配额分配的公平性、电力热力的安全供应和价格合理
5. 定位碳市场的角色，设计清晰的路线图，进行多步规划：合并基准线，逐步将其他电力技术（碳捕集利用与封存技术、低碳和可再生能源等）包含在内；为划定二氧化碳排放的绝对量上限设计路线；引入更多碳市场灵活性机制。

碳市场演进的清晰路线图将支持发电行业基准多步规划的实施

多步规划：逐步合并基准以贴合电力脱碳轨迹



IEA. All rights reserved.

注：国际能源署的可持续发展情景（SDS）概述了全球能源系统的重大变革，以同时实现三大能源相关的可持续目标（清洁空气污染、能源可及性、气候变化）。在可持续发展情景中，中国的能源系统到 2050 年将发生重大变化，以符合中国的生态文明愿景。至 2030 年，可持续发展情景中电力行业的二氧化碳排放强度降至 340 克/千瓦时，比 2018 年的 613 克/千瓦时下降 45%。

## 加强政策协调

“十三五”规划（2016-2020年）中对现役和新建煤电机组至2020年平均供电煤耗目标（分别为310和300克标煤/千瓦时）也可转换为相应的排放强度目标，这些目标将与碳市场的配额分配基准并行。在达成节能目标的情况下，燃煤电厂的平均二氧化碳排放强度将远低于当前两种配额分配方案的基准水平，从而加剧系统内的配额过剩。保持碳市场配额基准与更严格的节能减排目标的一致性将避免这一反效果，且碳交易体系可通过市场激励机制促进“十三五”约束性目标的实现。

清洁能源转型也需要对较低效的电厂进行更好的管理、改造和退役。为避免潜在的碳排放锁定效应，需要辅助性的法规和措施，如部级、行业级或地方政府级别的煤电退役规划。这些政策互动都需要在碳市场的设计中予以考虑。

碳排放交易体系和电力市场改革可以并且应该相互支持。电力调度改革可帮助实现并扩大碳市场的预期运行和投资影响，而碳市场的配额分配设计和未来的配额拍卖收入也可支持电力市场改革。这些改革可在燃煤电厂减少运行的情况下，允许它们增加运行灵活性并为电力市场提供辅助服务。

加强碳交易体系设计与其他规范能源行业的政策之间的协调性，使之彼

此支持，更高效地达成减少排放和公平分配的效果。

“十四五”规划（2021-2025年）为引导煤电发展符合中国的生态文明理念提供了绝佳机会。可考虑的措施包括：对现役和新建的煤电机组制定更为严格的节能目标，针对老旧、低效的高压和亚临界机组推行大规模的退役计划，为全国碳交易体系设置更严格的基准线和明确的目标，完成电力市场改革。举例而言，一个至2025年燃煤装机净增长量为零的目标和一个对2050年煤电产能的长期预期，可为投资和运行决策提供清晰而稳定的信号。

---

# 引言

---

## 燃煤是中国发电和供热的核心

2018 年，煤炭二氧化碳排放量占全球化石燃料燃烧二氧化碳排放总量（330 亿吨二氧化碳）的 44%，其中仅燃煤电厂排放就占三分之二（图 1）。中国的燃煤装机容量约占世界的一半，约为 1000 吉瓦（图 2）。自 2000 年以来，中国化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量增长三倍以上，于 2018 年达到 95 亿吨二氧化碳。中国的二氧化碳排放量可能继续小幅增加，并应在 2030 年前达到峰值，以符合中国在《巴黎协定》框架下提交的国家自主贡献。2018 年，包括纯电力和热电联产机组在内的燃煤电厂的二氧化碳排放量达到 46 亿吨，几乎占中国化石燃料燃烧二氧化碳排放量的一半。这大约占全球排放量的七分之一，超过了欧盟和日本化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的总和。

在中国，煤也是主要的供热来源。自 2000 年以来，中国燃煤电厂的发电量和供热量几乎增长了四倍。2018 年，燃煤电厂占发电量和供热量的 70%，并占中国发电和供热二氧化碳排放量的 97%。

尽管低碳能源和天然气在发电中的比重不断提高，但燃煤电厂的绝对发电量仍在继续增长，因为仅依靠清洁能源的部署仍不能满足中国日益增长的电力需求。燃煤电厂对实现习近平主席提出的“美丽中国”愿景提

出了重大挑战。中国需要集中针对燃煤电厂的宏大的政策和监管措施来实现清洁能源转型。

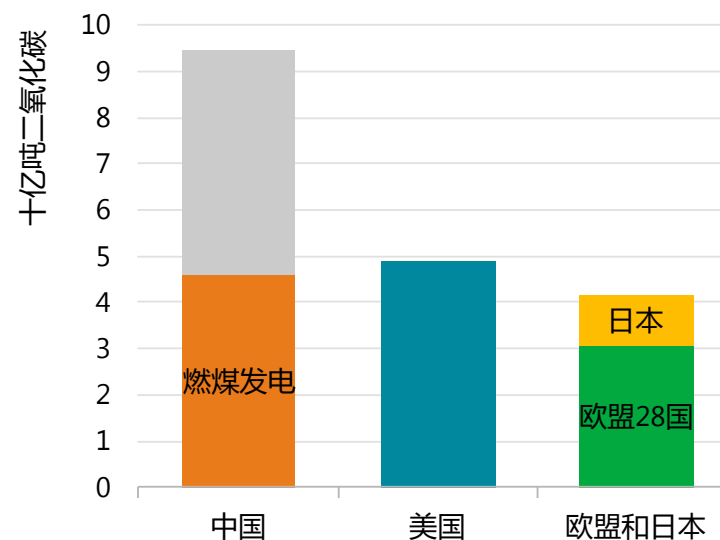
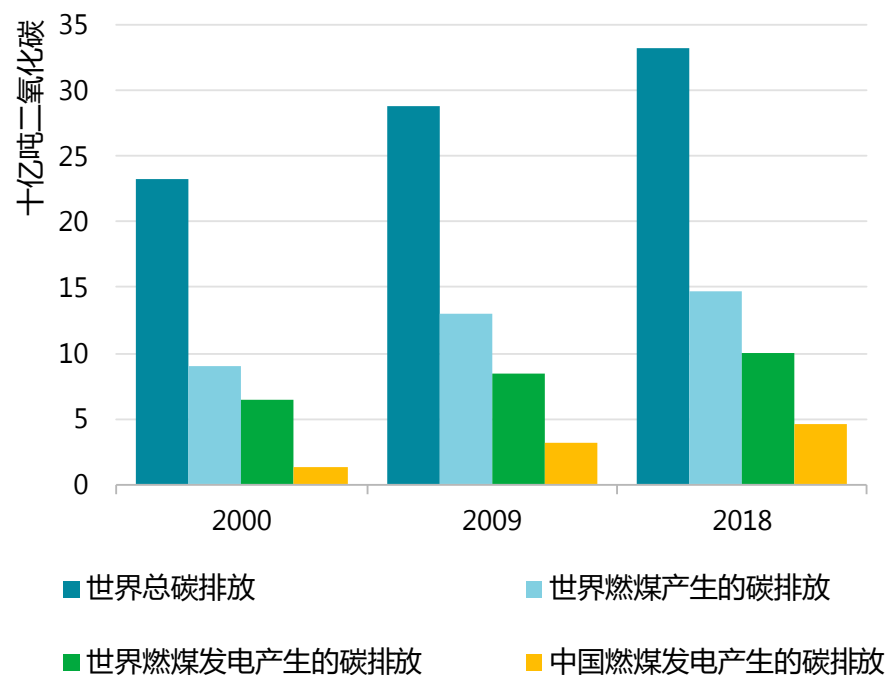
在“十三五”规划（2016-2020 年）中，中国对现役和新建燃煤机组设置了 2020 年节能减排目标。作为对这些措施的重要补充，2017 年，中国决定采用基于市场的政策工具，建立国家碳排放交易体系（ETS），以经济有效的方式控制和减少二氧化碳排放。第一个履约期预计将从 2020 年开始。中国全国碳排放权交易市场在初期将覆盖燃煤和燃气发电（相当于约 47 亿吨二氧化碳），并根据燃料和技术为各类机组设定排放基准值，结合产出进行配额分配：即各电厂所获得的排放配额将与当前的发电水平成比例。中国碳市场的设计将在今年年底完成，因此，探讨当前设计对燃煤发电的影响尤为重要。

在这一背景下，本研究将首先明确规范煤电的制度和政策，并分析煤电的发展趋势。报告进而对当前国家碳市场草案设计在国家、省级和企业层面对不同技术燃煤电厂的影响进行初步评估。报告最后指出主要的分析结果和建议，以及未来的分析方向。

图 1：中国包括热电联产在内的燃煤电厂的二氧化碳排放量在 2000 年至 2018 年间有所增加，于 2018 年达到 46 亿吨

化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量

2018 年化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量

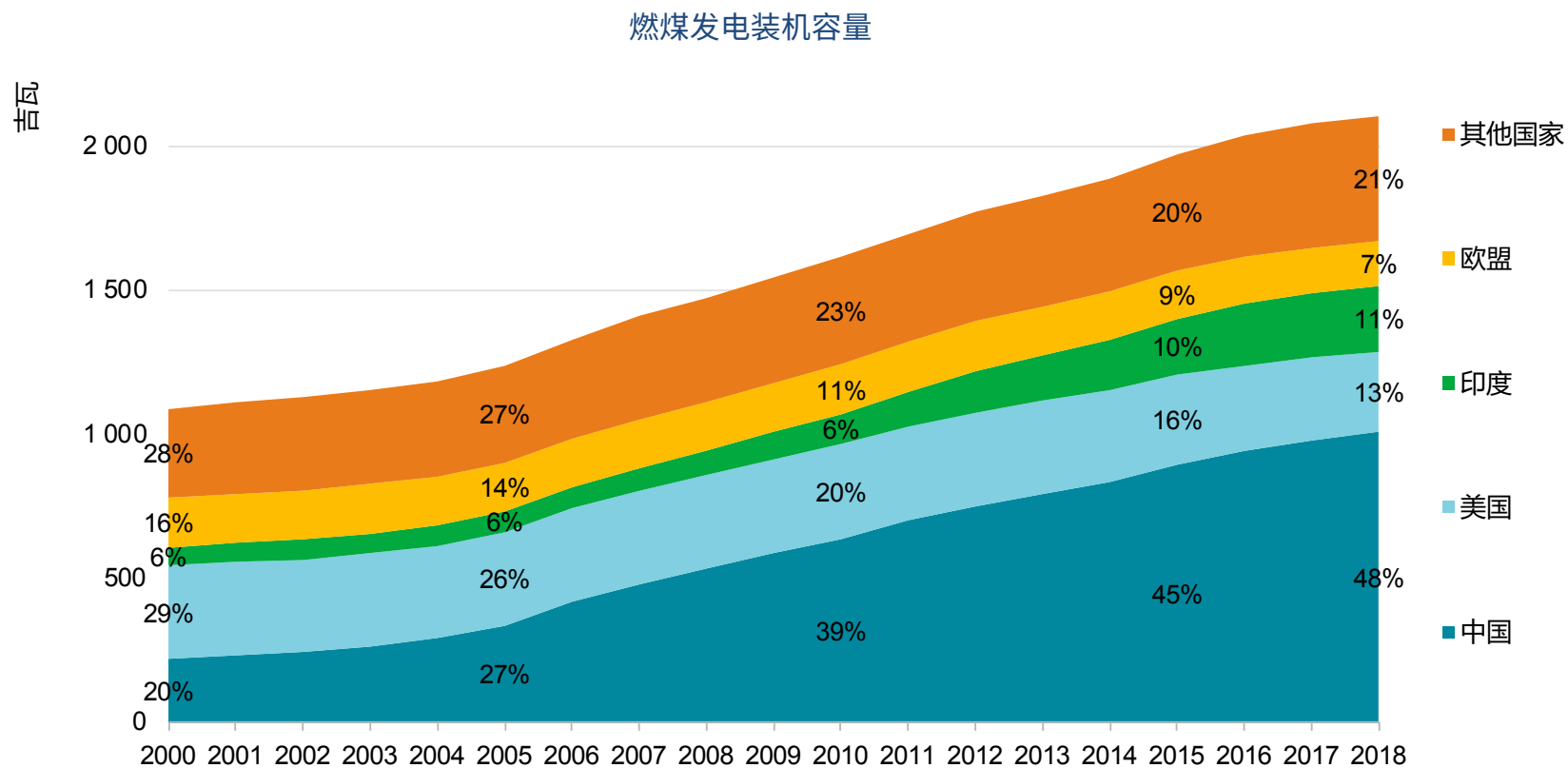


IEA. All rights reserved.

资料来源: 2018 年数据源自国际能源署 (2019a), CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 2019 [来自燃料燃烧的二氧化碳排放 2019]; 国际能源署 (2019b), World Energy Outlook 2019 [世界能源展望 2019]。



图 2：全球煤电装机容量在 2000 年至 2018 年间翻倍，于 2018 年达到 2100 吉瓦，这一增长主要由中国主导



资料来源: 国际能源署 (2019c), World Energy Balances 2019 [世界能源平衡 2019]。

IEA. All rights reserved.

---

# 中国能源与气候政策制定

---

## 中国能源与气候治理结构概览

习近平主席自 2013 年上任以来提倡能源行业改革和经济的可持续发展。在国内关注和国际承诺的推动下，中国大力推进清洁能源转型。在过去 20 年里，中国政府采取了多项能源和气候政策与目标，包括《巴黎协定》中达成的全球气候目标。

中国能源和气候政策的制定和实施需要各部委和国有企业的合作（图 3 和图 4）。在中国党政一体双轨的治理结构中，这些实体的权限从国家级别分配到省级及以下级别。共产党任命中央和地方政府官员，各级政府部门都由党和上级政府部门监管，直至国务院（只受党监管）。国务院是中国的最高行政机关，由总理领导。国务院对各中央部委、组织和下属省级政府进行监督。

制定中国能源和气候政策的主要国家级机构是国家发展和改革委员会（国家发改委）、生态环境部、科学技术部、财政部、外交部、工业和信息化部（工信部）和国务院国有资产监督管理委员会（国资委）。

国家发改委负责中国经济改革的制定和实施，包括编制中国国家五年规划、领导电力体制改革和批准中国各地的基础设施项目。国家发改委下属的国家能源局规划并起草中国能源行业的战略和政策。国家发改委和

国家能源局是监管中国电力行业的主要机构。

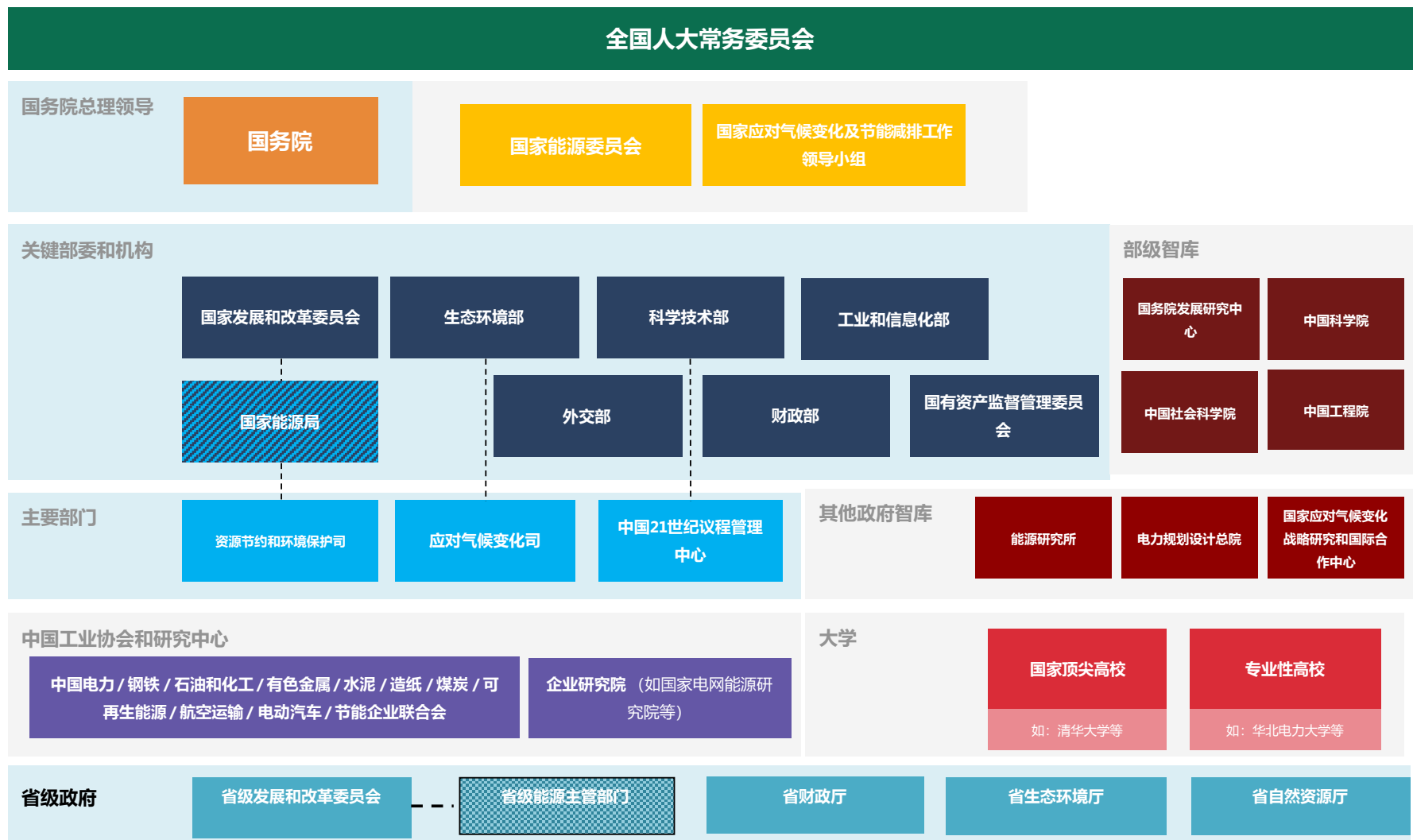
生态环境部是国家环境政策的制定和执行机构，负责监测污染，制定环境规划、战略和标准，包括中国根据《联合国气候变化框架公约》

（UNFCCC）《巴黎协定》作出的国家自主贡献，并建设实施国家碳排放交易体系。外交部负责管理中国的国际关系和条约协议，并与生态环境部分担气候谈判的责任。

科学技术部起草并实施科技政策，下设中国 21 世纪议程管理中心，并制定国家研发和创新项目。财政部管理国家预算，管理税收和社会保障基金。工信部负责中国工业部门和信息产业的管理，在工业节能和电动汽车相关法规和计划中发挥着关键作用。国资委监督管理国有企业，包括大型电力、石油和天然气公司，以及中国电力企业联合会等行业协会。

省级政府在执行中央政策和制定地方政策方面发挥着重要作用。它们的结构与中央政府类似，党政一体双轨，共同监督，也有负责不同方面的不同部门。省级政府与中央政府部委同级，即省级政府和部委均由国务院直接监管，在政策的制定和实施上相互配合，但回旋余地有限。

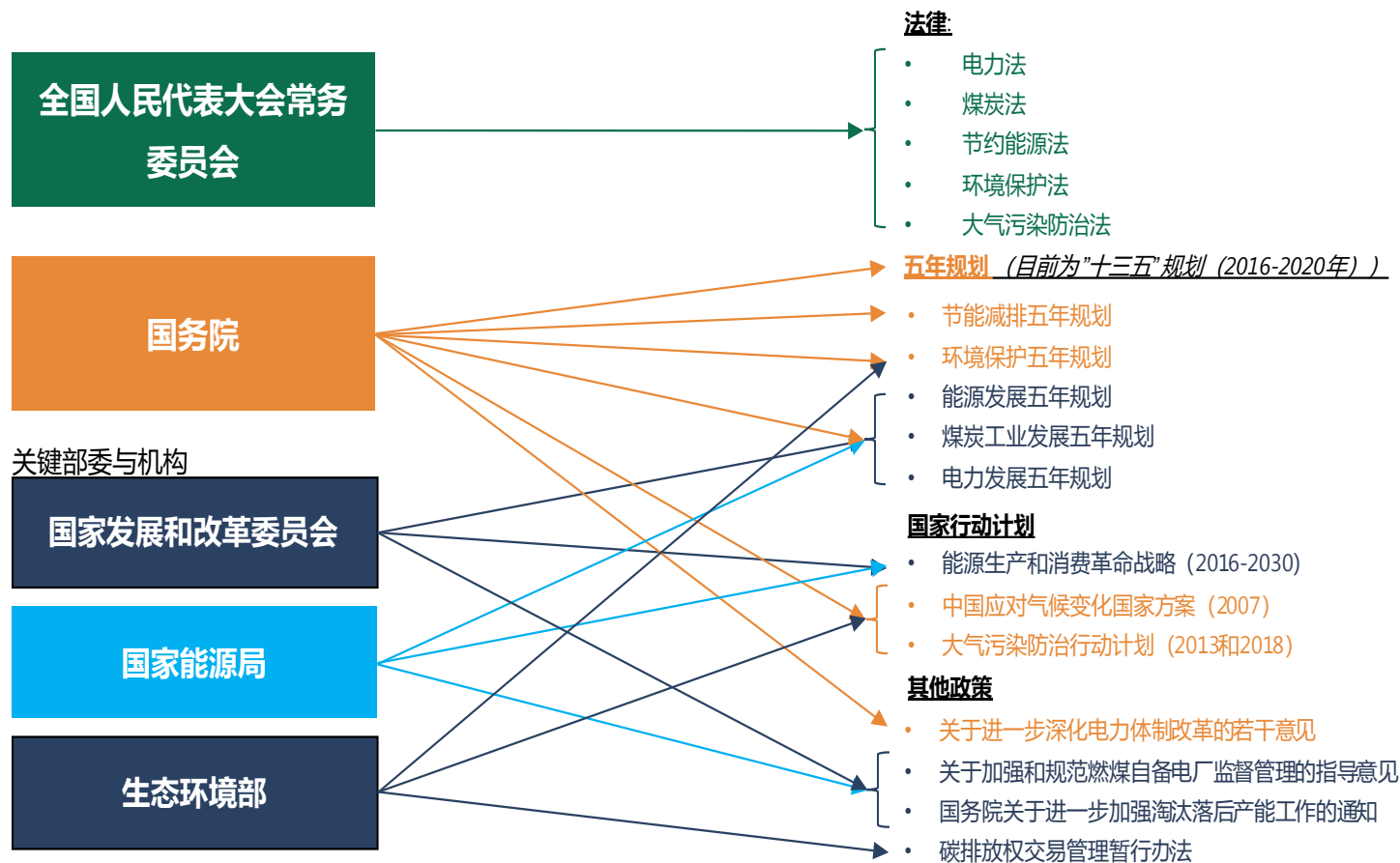
图 3：主要气候与能源治理机构概览



IEA. All rights reserved.

图 4：中国电力与热力行业规划主管部门与煤电重点政策梳理

不完全统计



IEA. All rights reserved.

## 中国能源与气候政策发展概述

中国有关减缓气候变化或能源行业改革的政策和措施最早出现在 20 世纪 80 年代末。第一部《环境保护法》于 1989 年颁布实施。1990 年国务院环境保护委员会成立气候变化协调小组后，中国于 1992 年加入《联合国气候变化框架公约》，于 1998 年签署《京都议定书》。20 世纪 90 年代间，中国先后出台了《大气污染防治法》、《电力法》、《煤炭法》、《节约能源法》、《中国环境与发展十大对策》、《中国 21 世纪议程》等多项能源与气候政策措施。可持续发展被首次列入中国第九个五年计划（1996-2000 年）。

五年规划（原称五年计划）是中国主要的政策规划与制定体系。在这一过程中，中央政府收集分析信息，确定国家目标，为各部委和地方政府确定方向，并协调规划的实施和监管。国家五年规划公布后，有关部委将陆续公布多个行业和技术领域的五年规划。省级五年规划也将被制定，以明确地方对国家五年规划的贡献和实施情况。为实现五年规划提出的目标，国家和地方将出台详实的政策，包括法律、法规、年度行动计划和指导方针。除五年规划外，中国还将国家行动计划用于长期规划，通常涉及未来 10 至 15 年。这些长期行动计划在指导和确保五年规划和长期愿景之间的一致性方面发挥重要作用。

“十五”计划中提到了气候变化，但直到“十一五”规划（2006-2010

年）中才纳入针对气候变化的具体措施（图 5）。“十一五”规划的重点是促进可再生能源产业的技术开发和商业化，以及能效目标的制定；“十二五”规划提出了降低能源强度、增加非化石能源使用和降低碳排放强度的目标。当前的“十三五”规划（2016-2020 年）更新了目标，包括一次能源结构中非化石能源占比达 15%、全社会的节能举措和电网现代化等。这些措施是习近平主席于 2014 年提倡“能源革命”时提出的。能源革命旨在在消费、供给、科技、体制和深化国际合作五个方面进行改革。在这一指导下，国家发改委和能源局于 2017 年发布了《能源生产和消费革命战略》，旨在制定 2030 年中国能源行业的主要目标和战略，其目的是在减少煤炭使用的同时，提高非化石燃料在中国一次能源消费中的比重，并加强能效措施。

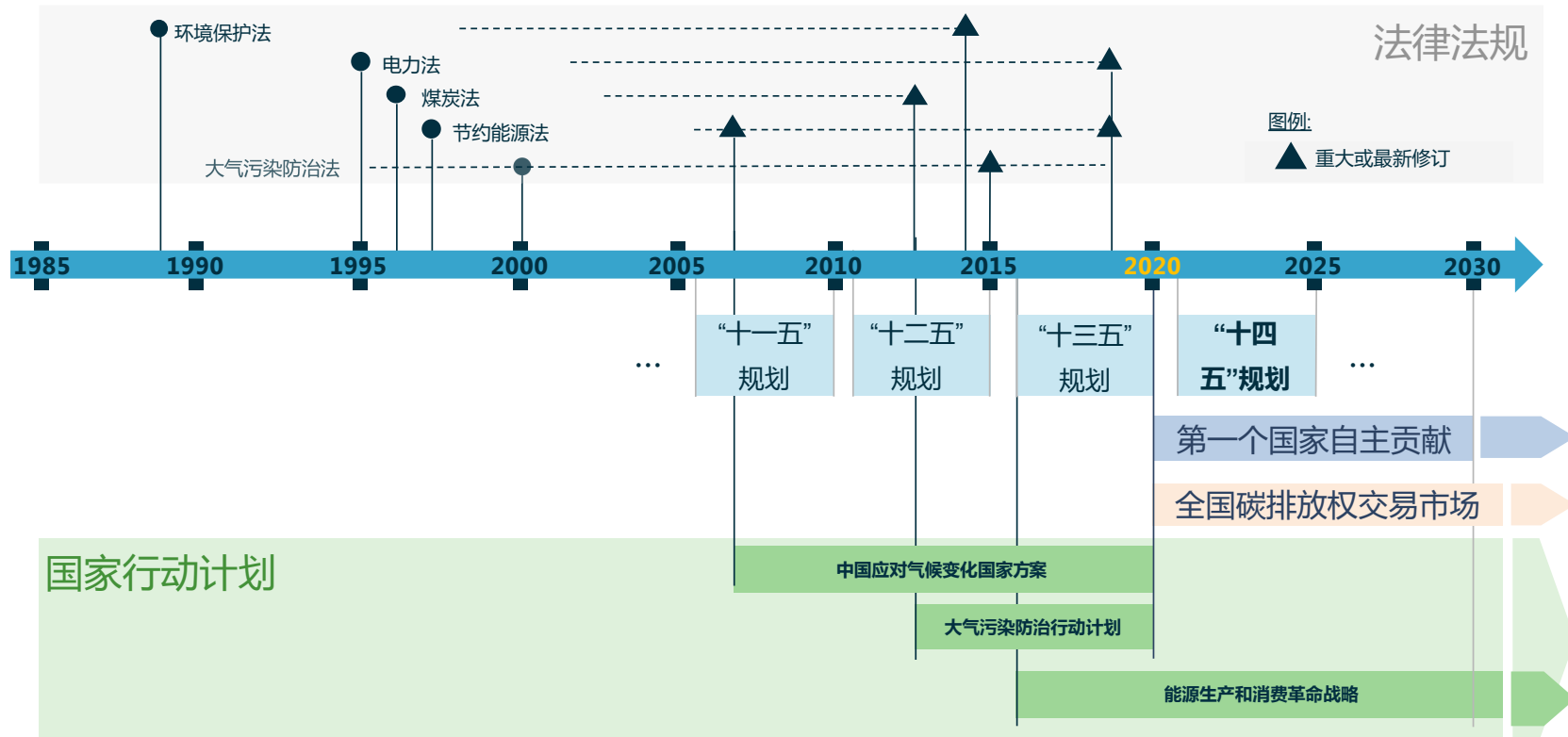
在煤炭的未来发展方面，“十三五”规划制定了限制全国煤炭消费总量的目标，并对燃煤电厂的能源强度和排放强度设定了上限（表 1）。随后的《“十三五”控制温室气体排放工作方案》在习近平主席的宣布后重申了中国全国碳排放权交易市场（ETS）启动运行，并完善了碳排放权交易法规体系。

自“十三五”规划于 2016 年 3 月实施以来，中国签署并批准了《巴黎协定》和其自身的国家自主贡献，并在七个地区成功试点碳市场。“十

“三五”规划将于 2020 年结束，国家碳排放权交易市场建设的最后阶段和国家自主贡献也将于 2020 年生效。“十四五”规划（2021-2025 年）和新冠病毒后的刺激政策响应对中国清洁能源转型的成功将至关重要。

要。能源和气候政策的协调对政策的高效实施尤为重要，但也充满复杂性和挑战性。

图 5：关于燃煤发电的关键政策和措施出台时间线



注：“十四五”规划（2021-2025 年）和新冠病毒后的刺激政策响应对中国清洁能源转型的成功将至关重要。

IEA. All rights reserved.

表 1：“十三五”规划中影响燃煤发电的主要目标

类别	指标	2015	2020	目标属性
一次能源	煤炭消费总量 (十亿吨原煤)	3.96	4.1	预期性*
	煤炭消费比重 (%)	64%	58%	约束性*
电力结构	煤电装机比重 (%)	59%	55%	预期性**
	煤电装机容量 (太瓦)	0.9	<1.1	预期性*
	计划淘汰的火电装机容量 (吉瓦)		20	预期性**
节能减排	现役煤电机组平均供电煤耗 (克标煤/千瓦时)	318	<310	约束性*
	新建煤电机组平均供电煤耗 (克标煤/千瓦时)		300	约束性**
	煤电机组二氧化碳排放强度 (克二氧化碳/千瓦时)		~865	预期性**

资料来源：\* 中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2016a), 能源发展“十三五”规划; \*\* 中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2016b), 电力发展“十三五”规划; 中国电力企业联合会 (2018), 电力行业应对气候变化进展 (2017-2018)。



## 中国电力市场规则

自国务院 9 号文《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》以来<sup>2</sup>，中国也开始了全面的电力市场改革。该文件提出了广泛的改革，旨在提高系统效率、降低最终用户电价、加强对电力行业实体的监管，并加强市场机制在决定电力行业运行方面的作用。国家能源局和国家发改委负责实施其中多项改革，并发布了众多后续政策文件。

在改革之前，发电量和价格是与政府协商确定的，同一类别的机组分配情况大致相同（称为“三公”调度）。这项政策的实施是为了在 2000 年代中期电力短缺期间刺激对发电行业的投资。“三公”调度对电厂运行带来巨大挑战。效率较低的发电厂与效率较高的发电厂运行相同的小时数，这增加了电力系统的成本和排放量，而电网公司需尽力实现向各机组承诺的发电小时数，因此他们常安排发电成本和排放量更高的电厂而非高效电厂或可再生能源运行。该体系还导致了产能过剩，因为即使电力需求增长放缓，慷慨的调度规则仍继续推动投资。

为了应对这些挑战，中国开始引入市场机制，将电力定价和制定运营量的责任从政府转移到企业。目前形成的主要竞争性电力市场包括：

- 中长期交易机制，允许用户直接与发电企业或通过售电公司协商价格和交易量
- 现货市场，支持确定和使用实时情况下可用的成本最低的发电资源以满足需求。
- 辅助服务市场，帮助确定能够为可再生能源消纳和维护电网提供灵活性的最低成本的选择

这些市场已经在中国许多地区进行了试点，并已经影响到中国的电力价格和电厂运行，降低了成本，增强了系统灵活性。这些改革有望继续发展，向中国大部分省份扩展，并最终在 2025 年后通过整个电网区域的统一市场运行。

<sup>2</sup> 中华人民共和国国务院 (2015), 关于进一步深化电力体制改革的若干意见 (中发〔2015〕9 号), <http://www.ne21.com/news/show-64828.html>.

---

## 中国燃煤发电趋势分析

---

## 中国燃煤发电的迅速增长

## 中国燃煤发电增长历程

在电力和热力需求快速增长的推动下，中国的燃煤发电容量自 2000 年的 222 吉瓦增长四倍以上，于 2018 年达到 1007 吉瓦（图 6）。目前装机容量仍在增加，约有 200 吉瓦在建或在计划中。

中国有两类主要的机组锅炉。粉煤机组又称常规煤，在本研究中将其分为高压<sup>3</sup>、亚临界、超临界和超超超临界几类；燃煤循环流化床机组（CFB）被归为非常规煤。

截至 2018 年，高压、亚临界和效率较低的循环流化床机组<sup>4</sup>仍占中国煤电机组的一半以上。然而，自 2007 年以来，效率更高的超临界和超超临界机组的比例迅速增长，于 2018 年达到 43%。

年新增装机容量在 2016 年达到峰值，达 80 吉瓦，此后便持续下降。2015 年，审批程序的行政变更导致新增煤电产能一次性回升。自 2017 年以来，中国每年新增装机约 30 吉瓦，以超临界、超超临界机组为主。

<sup>3</sup> 高压机组为规模小于 300 兆瓦的小型亚临界机组。

<sup>4</sup> 自 2013 年以来，中国新建了约 6 千兆瓦的超临界和超超临界循环流化床装机，占 2018 年在运的循环流化床装机的 10%。

这种增长主要由电力需求推动。虽然供热仍然十分重要，且热电联产装机容量自 2000 年以来翻了一番多，但热电联产在燃煤装机总容量中所占的份额却大幅下降，在 2018 年占比 38%。

“十三五”规划将煤电装机容量上限设为 1100 吉瓦。由于自 2016 年起禁止新建燃煤电厂，中国在 2020 年底应能够保持低于规划目标。

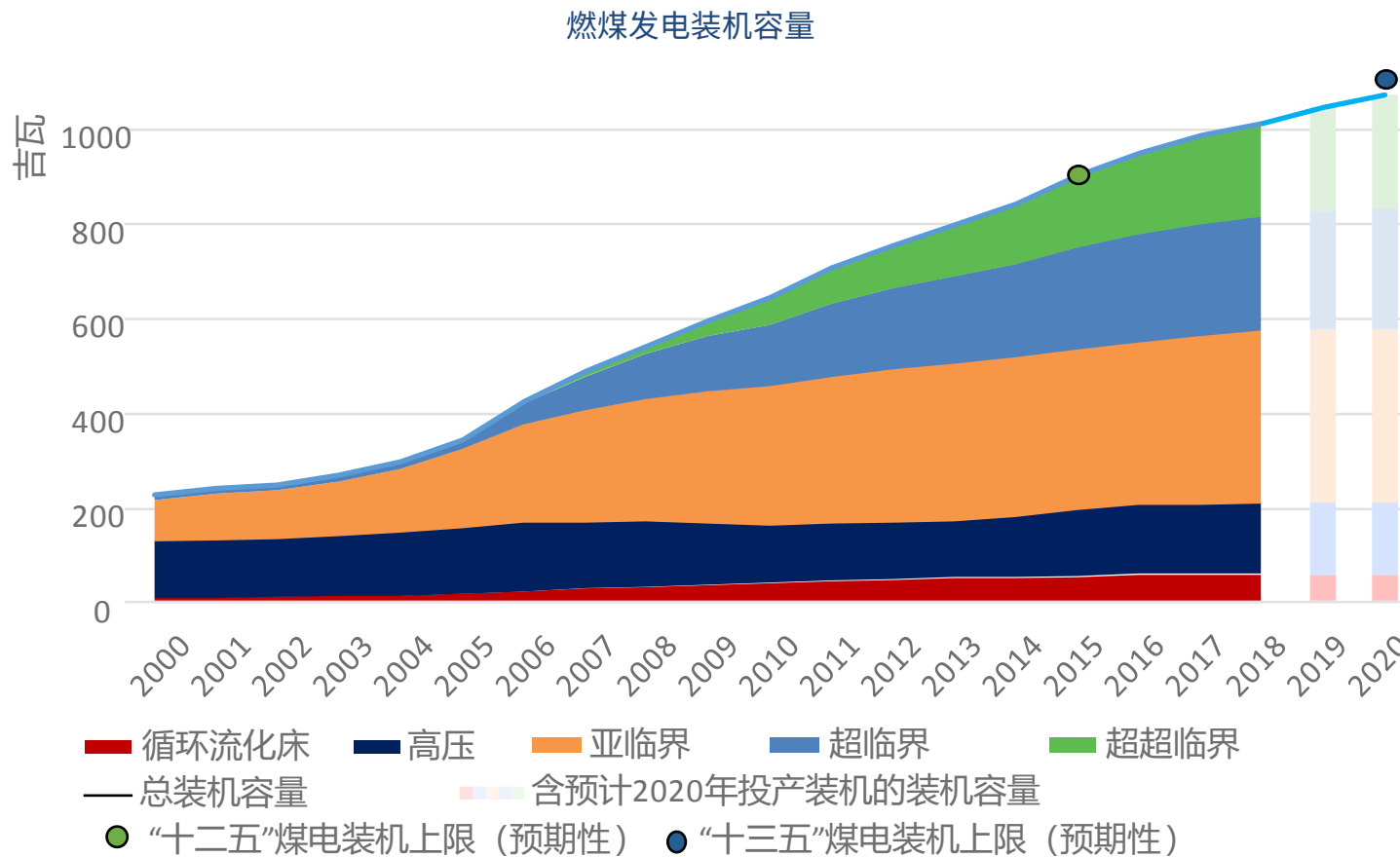
2020 年，国家能源局放宽了对新建燃煤电厂审批的限制<sup>5</sup>。煤电也被列入了支持经济从新冠病毒危机复苏的大规模投资计划中<sup>6</sup>。

目前正在规划的“十四五”煤电装机容量上限，将决定未来 5 年煤电装机容量的走势，并将成为决定中国能源转型路径的一个主要因素。

<sup>5</sup> 中华人民共和国国家能源局 (2020), 国家能源局关于发布 2023 年煤电规划建设风险预警的通知, [http://www.nea.gov.cn/2020-02/26/c\\_138820419.htm](http://www.nea.gov.cn/2020-02/26/c_138820419.htm)

<sup>6</sup> 能源界 (2020), 五大发电动作颇多 煤电基建多个项目正在路上!, <http://www.nengyuanjie.net/article/35157.html>

图 6：中国煤电装机自 2000 年以来增长逾 4 倍，于 2018 年达到约 1000 吉瓦



IEA. All rights reserved.

注：2019 年和 2020 年的数据包括预计将投入运行的电厂。对中国机组级数据的分析使用了 2019 年 UDI 世界电厂数据库（WEPP）（普氏能源资讯，2019），并根据 2019 年中国电力企业联合会的省级统计数据（中国电力企业联合会，2019）做出了调整，在 6 个省份（山东、山西、内蒙古、安徽、新疆和浙江）增加了约 50 吉瓦的未确定机组，以符合中国电力企业联合会的统计数据。未确定的机组容量被认为是高压和亚临界的小型自用机组。

## 燃煤发电和供热量增长快于可再生能源增长总和

从 2000 年到 2018 年，中国的发电量和供热量分别增长了 5 倍和 3 倍（图 7）。燃煤电厂是主要贡献者，分别占发电量和发热量增长的 60% 和 85% 以上。2018 年，发电量达到 4630 太瓦时<sup>7</sup>，热电厂供热量达到 980 太瓦时<sup>8</sup>（相当于约 3500 千万亿焦耳）。

虽然煤电在电力结构中所占的比例已明显下降，从 2000 年的 78% 降至 2018 年的 66%，但燃煤电厂的绝对发电量仍在增加。燃煤在供热中所占的比重仍保持在 85% 左右，这一占比自 2000 年以来一直相对稳定。

自 2000 年以来，为满足更快的电力需求增长，纯电力机组所占比重一直较高。电力需求的强劲增长带动了各种能源的发电增长，除燃煤发电的增长外也包括可再生能源的增长。

然而，从 2010 年到 2018 年，燃煤发电量的增长（1500 太瓦时）比同期可再生能源（包括水力、风能和太阳能）发电量增长（1000 太瓦时）高出 50%。**2018 年，燃煤发电年增长量是可再生能源发电量增长的两倍。**

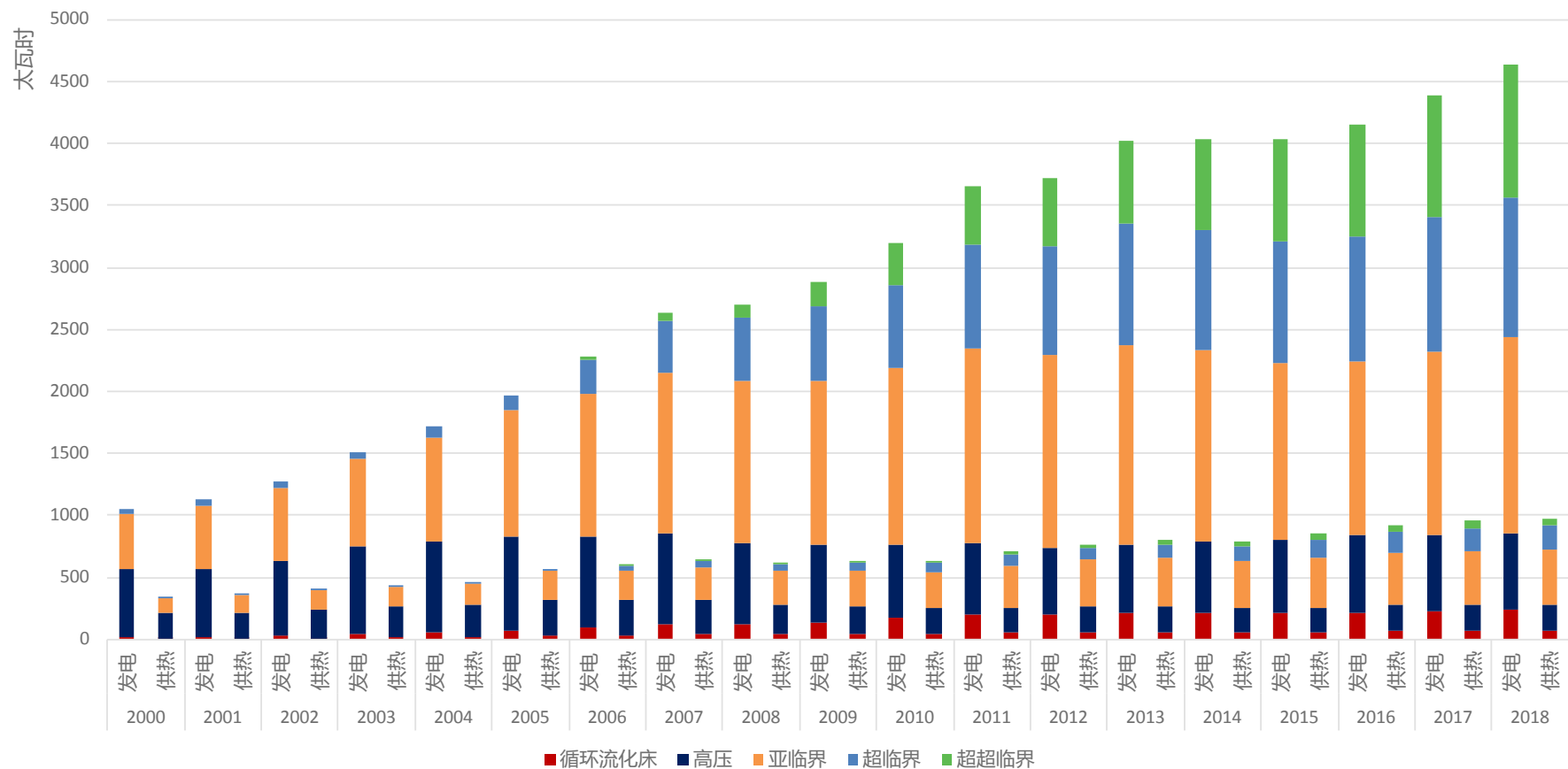
虽然近期和当前燃煤发电的增长是由超临界和超超临界机组带动的，但亚临界机组仍然是发电和供热的主要来源。热电联产在中国仍然很重要，这些机组在 2018 年的发电量中占比 26% 左右，并承担了全部的供热量。热电联产机组中大部分是亚临界机组。

<sup>7</sup> 国际能源署 (2019c) 2000 年至 2017 年其他烟煤数据。2018 年数据根据国际能源署 (2019b), World Energy Outlook 2019 [世界能源展望 2019] 做出调整。

<sup>8</sup> 国际能源署 (2019c) 2000 年至 2017 年其他烟煤数据。2018 年数据根据 2017 年热电联产供热对发电比估算得出。

图 7：燃煤发电量和供热量分别增长约 440%和 290%

各燃煤技术的发电量和供热量



IEA. All rights reserved.

注：在电力和热能单位转化时使用 1 太瓦时 = 3600 万亿焦耳。

## 能效与二氧化碳排放强度



## 能效显著提高，但平均满负荷运行小时数下降

中国拥有世界上最高效的燃煤发电机群之一，这是因为在过去 15 年中，中国建设了大量的燃煤发电机组，尤其是高效的超临界和超超临界机组。

中国燃煤发电机组的平均运行效率已达到 39%（表 2），这相当于世界上效率最高、最新建成的亚临界机组的效率值。**中国的发电平均运行效率比世界高出 2 个百分点。**如使效率最高的燃煤发电机组满负荷运行，机组效率将达到 46% 左右，因而中国燃煤发电机组的平均效率可进一步提高。

表 2：燃煤发电各技术（含热电联产）平均运行效率

煤电技术	2000	2010	2018
<b>燃煤发电机群</b>	<b>30.4%</b>	<b>35.4%</b>	<b>38.6%</b>
循环流化床	30.9%	34.7%	37.0%
亚临界	30.3%	33.4%	35.2%
超临界	33.5%	38.3%	40.2%
超超临界	-	41.4%	44.2%

运行效率的提高使发电的平均碳排放强度从 2000 年的 1128 克二氧化碳/千瓦时降至 2018 年的 900 克二氧化碳/千瓦时（图 8），从而在 2018 年避免了发电行业约十亿吨二氧化碳的排放量。

自 2010 年以来，碳排放强度的下降速度有所放缓，主要有三点原因：新建超临界和超超临界机组数量的减少；最有效技术的能效提升潜力有限；对小型和低效机组的淘汰减少。

中国“十三五”规划中对 2020 年煤电机组平均供电煤耗的约束性指标在实际上禁止了新建亚临界和效率较低的燃煤机组，目前这些机组占燃煤发电装机容量的 50% 以上。纯电力机组可以实现对应的现役机组 865 克二氧化碳/千瓦时的碳排放目标，但鉴于热电联产机组较老且效率较低，煤电的平均二氧化碳排放强度总体上没有达到 2020 年的供电煤耗目标。新冠病毒危机还可能增加无法实现 2020 年“十三五”目标的风险，因为 2020 年电力需求可能较低，而当机组满负荷运行小时数较少时，效率也会降低。

**在能源效率和二氧化碳排放强度不断改善的同时，平均满负荷运行小时数却在下降。**由于电力需求迅速增长而装机容量不足，2004 年平均满负荷运行小时数达到近 6000 小时。然而由于电力需求增长放缓和可

再生能源的增长，2004 年后平均满负荷运行小时数持续下降，在 2016 年达到 4400 小时的最低水平，此后缓慢回升至 2018 年 4600 小时的水平。

平均满负荷运行小时数减少主要是由产能过剩引起的。由于新电厂审批的权力于 2015 年移交到省级主管部门，导致煤电建设加快，从而加剧了产能过剩。这也是最近国资委考虑迅速淘汰一批数量可观的煤电产能的原因<sup>9</sup>。

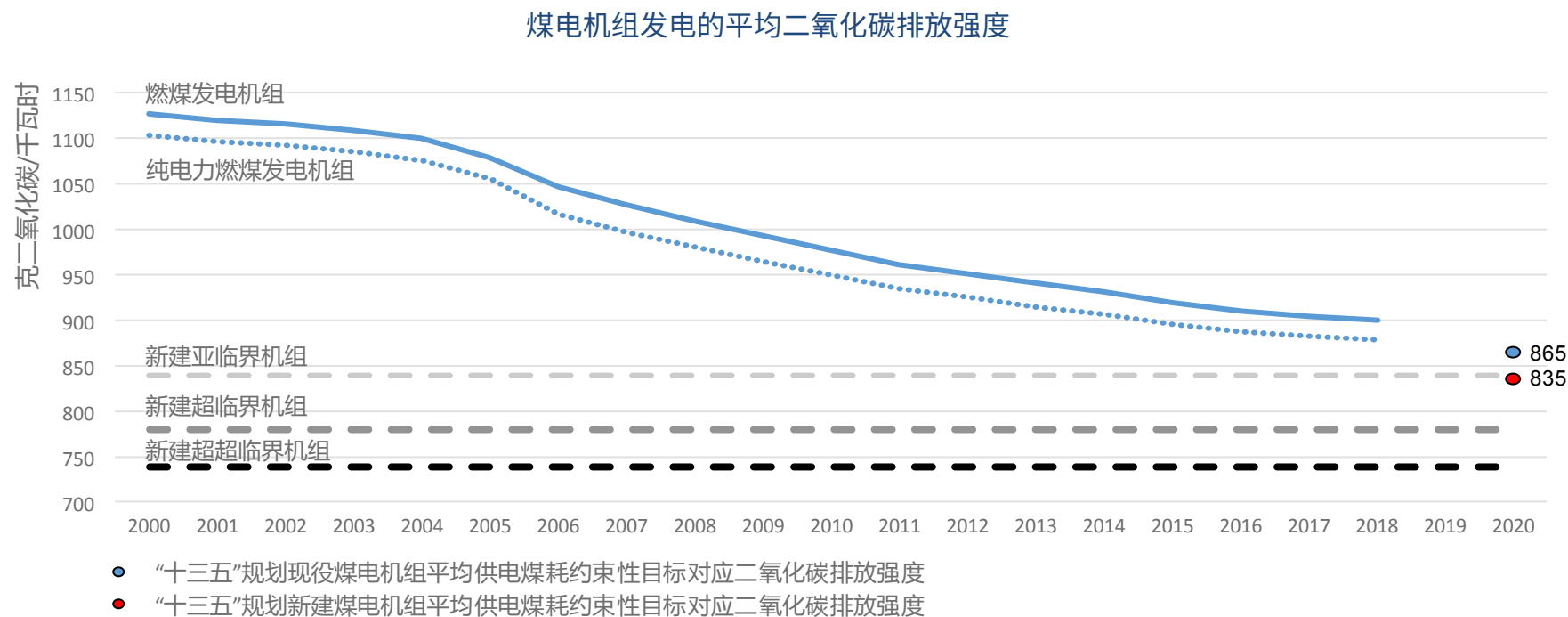
满负荷运行时长减少的另一个原因是现役燃煤发电机群角色的改变。由于目前波动性可再生能源比例的增加以及未来大幅提高其比重的目标，煤电正逐渐转变为可再生能源备用的灵活性发电资源。

如果以 2006 年的满负荷运行时长水平（5500 小时）运行现有煤电机组（该水平是新建煤电产能投资决策中常用的假设水平），中国在 2018 年可额外产生 910 太瓦时的发电量。这相当于约 200 吉瓦可被淘汰或不予新建的装机容量（中国在建或计划中的煤电产能约为 200 吉瓦）。

---

<sup>9</sup> 中国碳交易网 (2019), 重磅! 国资委发布《中央企业煤电资源区域整合试点方案》全文, <http://www.tanjiaoyi.com/article-29645-1.html>; 新华网 (2019), 五央企牵头煤电资源区域整合试点启动, [http://www.xinhuanet.com/fortune/2019-12/03/c\\_1125300602.htm](http://www.xinhuanet.com/fortune/2019-12/03/c_1125300602.htm).

图 8：机组效率的提高使碳排放强度迅速下降，但这一趋势近年来有所减缓



IEA. All rights reserved.

注：热电联产机组的供热量未计入“十三五”规划的平均供电煤耗目标（仅考虑发电量）。热电联产机组由于投产时间长，平均能效水平更低，因此发电机组的平均二氧化碳排放强度高于纯电力机组的平均二氧化碳排放强度。“十三五”电力发展规划中规定了现役煤电机组平均煤耗目标对应的二氧化碳强度目标，该目标与“其他烟煤”的燃料二氧化碳排放因子（即 95 千克二氧化碳/吉焦）相对应。

## 年轻的煤电机组：碳减排挑战

## 大规模且年轻的煤电机组为迅速减排带来巨大挑战

在过去 20 年中，全球煤电机组的平均运行年龄保持在 20 年左右。目前全球运行年龄在 20 年以下燃煤发电装机容量中，三分之二位于中国。这些机组占全球煤电总装机容量的 40% 左右。

为了跟上电力需求的飞速增长，从 2004 年开始，中国密集安装新产能，这意味着中国的燃煤发电机组总体仍然非常年轻；中国 85% 的煤电装机容量的投运时间不到 20 年（表 3）。

表 3：燃煤发电各技术（含热电联产）平均运行年龄

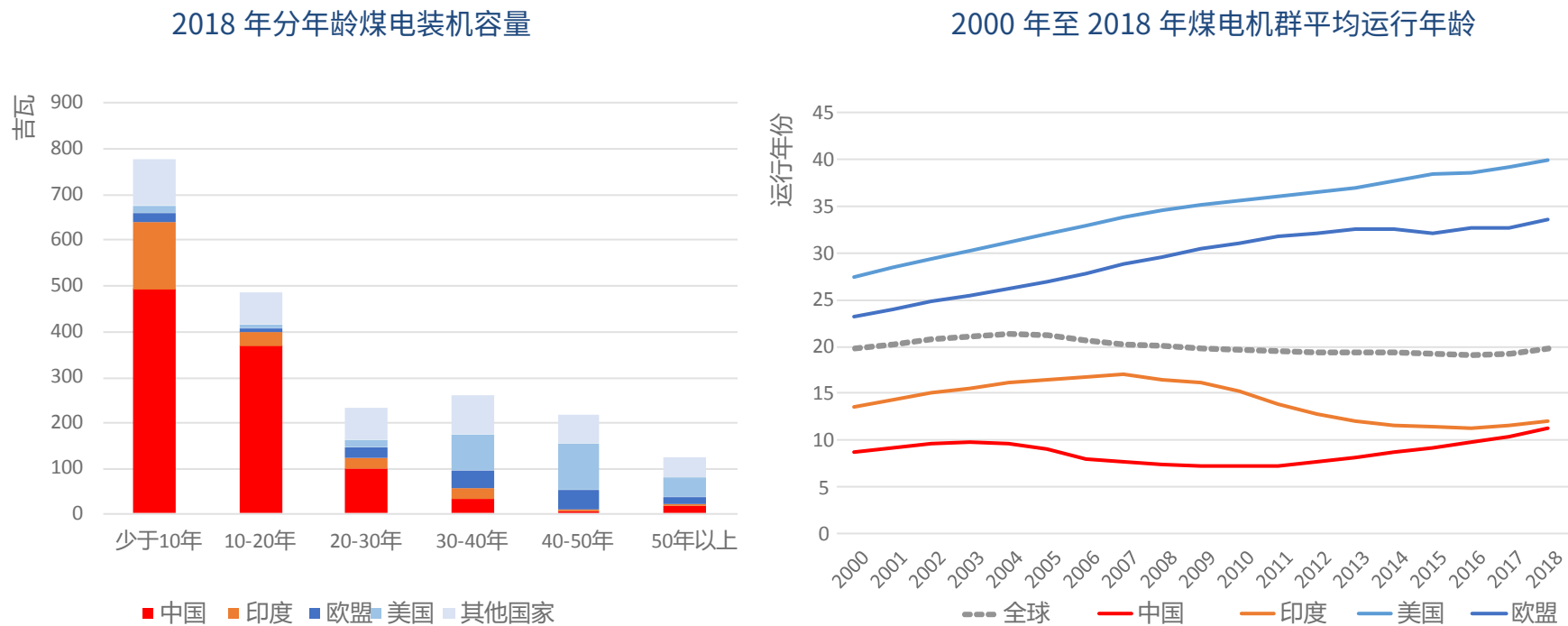
煤电技术	2000	2010	2018
燃煤发电机组	7.2	7.8	11.5
循环流化床	2.2	4.9	10.3
亚临界	7.5	9.8	14.9
超临界	4.1	4.3	8.9
超超临界	-	2.1	6.3

直到 2016 年，中国燃煤发电机组的平均运行年龄才达到 10 年；2018 年中国煤电机组的运行年龄达到稍超过 11 年的水平，但仍是全球平均运行年龄的一半，大大低于欧盟或美国的平均水平（图 9）。2018 年，88% 以上的煤电二氧化碳排放来自运行年龄不到 20 年的机组。尽管如此，自 2013 年以来，投运不到 10 年机组的二氧化碳排放量自 2013 年以来首次下降，主要原因是装机容量增速的减缓。

2018 年，投运 20 年以上的发电厂装机容量约为 150 吉瓦，仅占发电和供热二氧化碳排放量的 12%。大部分碳排放源自其余较新的煤电机组，因此有在未来几十年内锁定这些碳排放的风险（图 10）。

此外，如果这 150 吉瓦的发电机组退役，但通过增加现有机组的平均满负荷小时数或建设新的煤电机组来替代，碳减排方面的效果将被大大限制。退役造成的发电缺口可以用低碳能源发电来替代补充。

图 9：中国燃煤发电机组的平均运行年龄是世界平均值的一半

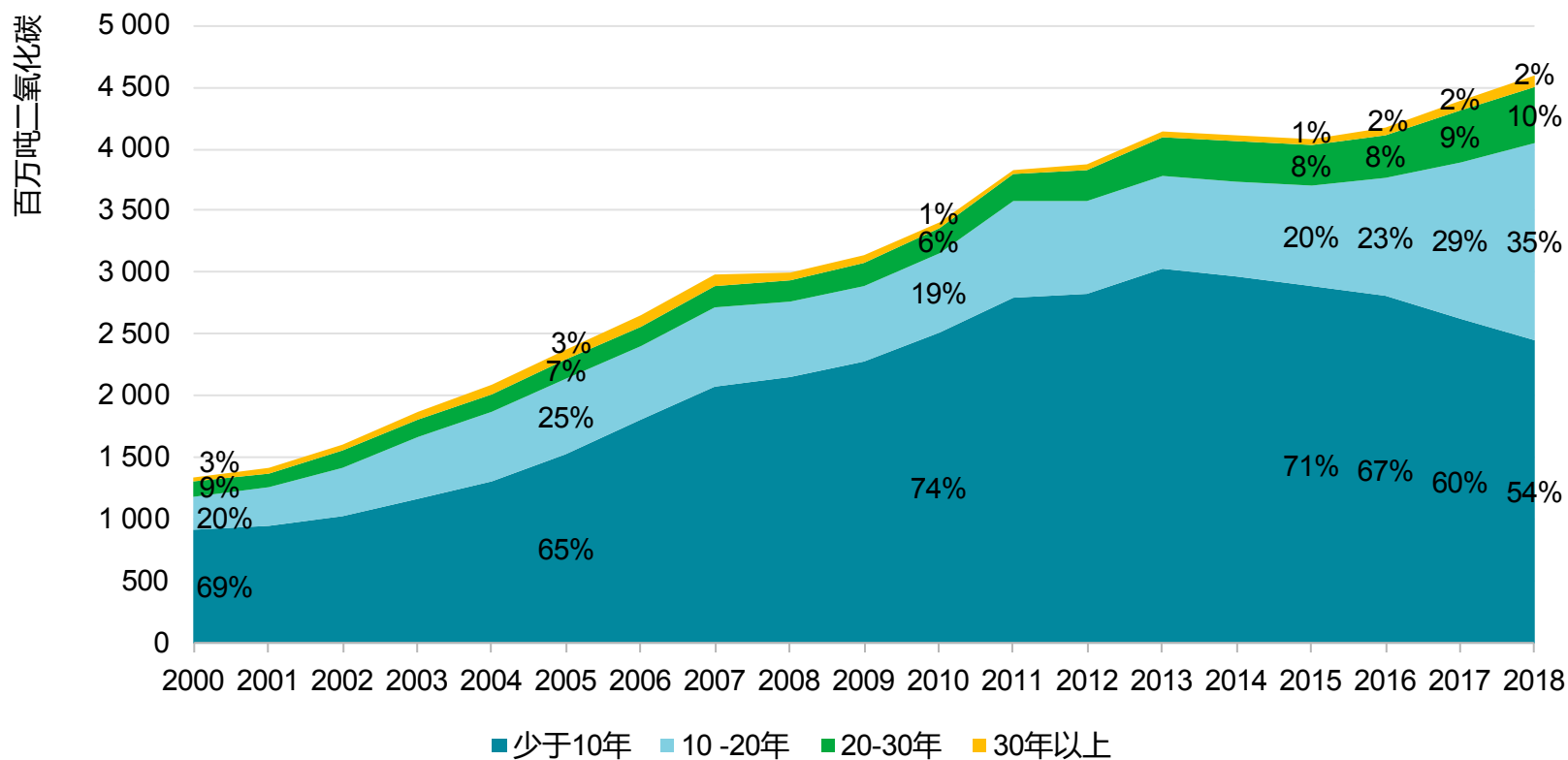


注：平均运行年龄按照装机容量的加权计算得出。

IEA. All rights reserved.

图 10：这可能在未来几十年内锁定大量碳排放

各运行年龄段煤电机组二氧化碳排放



IEA. All rights reserved.

注：平均运行年龄按照装机容量的加权计算得出。

## 加速煤电改造和退役将有助于更快地减少二氧化碳排放

自 2000 年以来，中国已经淘汰了约 60 吉瓦的燃煤发电容量（占煤电装机总量的 6%），自 2013 年以来退役规模急剧下降（图 11）。与 40 年左右的世界平均煤电机组寿命相比，中国退役电厂的平均在役时长为 20 年。

中国淘汰的大部分燃煤机组都是小型低效的高压机组。中国约淘汰了 900 台机组，除 4 台 300 兆瓦的亚临界机组外，其余均小于 225 兆瓦（平均规模小于 60 兆瓦）。在总容量为 2 吉瓦的循环流化床机组中，只有极少数小型和低效机组退役。这些机组退役是旨在治理污染和减少产能过剩的“上大压小”政策的一部分。

为治理空气污染和产能过剩问题，中国“十三五”规划中制定了力争淘汰 20 吉瓦落后煤电机组的目标。考虑到至 2018 年底只有 3 吉瓦退役，实现该目标需要未来大幅加快淘汰速度。

一个重大的挑战将是在逐步淘汰、改造（包括运用碳捕集利用与封存技术）和重新利用 570 吉瓦效率较低的循环流化床、高压和亚临界装机（其中 50%为热电联产装机）的同时满足发电和供热需求。

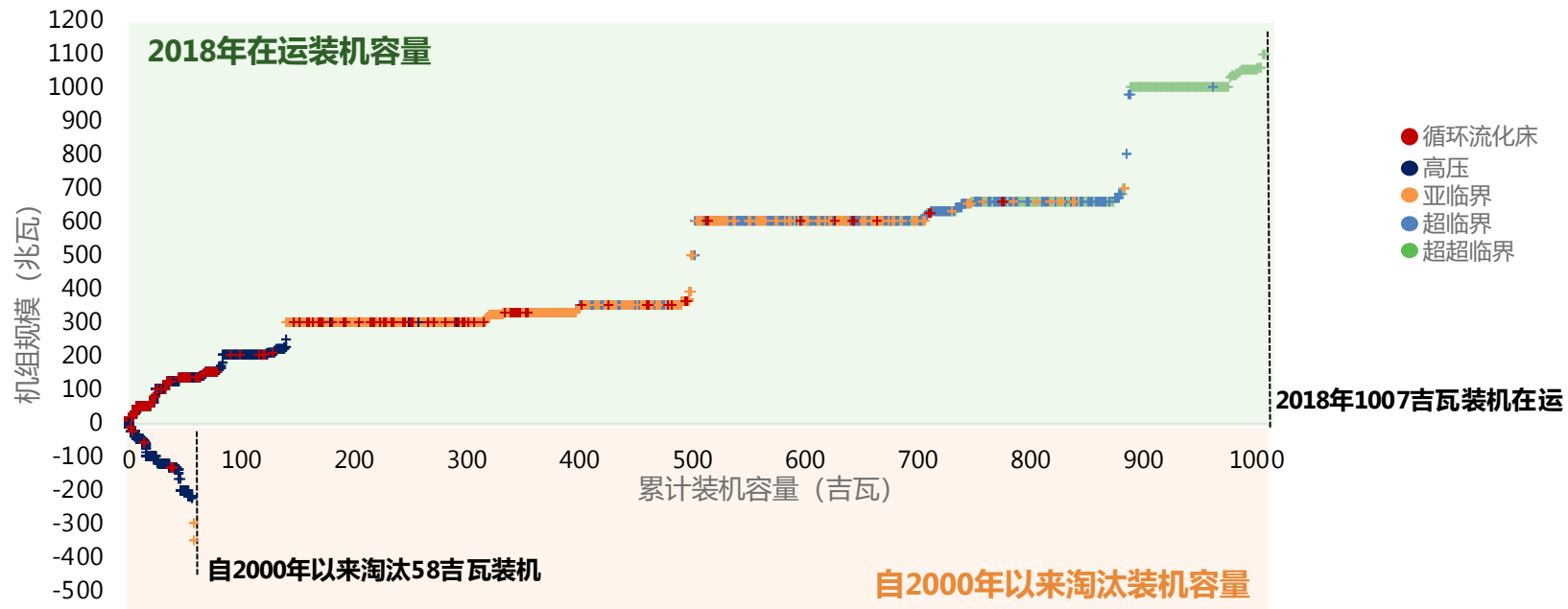
这一挑战对于 2000 年之前建成的 163 吉瓦装机（其中 65%为热电联产）尤为明显。这些机组现在已经达到或超过中国 20 年的平均历史退役年龄。其中 57%的装机容量属于中国五大国有发电集团。

**因此，如何满足短期内的供热需求应是任何煤电退役计划的关键问题之一。**在中国，燃煤供热的替代技术较少，主要的替代技术是天然气、生物质和电力。然而，目前天然气和生物质燃料的价格远高于煤炭，而电锅炉的效率尚不足以为一些能源密集型的工业需求供热。



图 11：迄今为止淘汰的仅为小型和低效的循环流化床、高压和亚临界机组

2018 年在运装机容量（上）和 2000 年以来淘汰装机容量（下）



IEA. All rights reserved.

## 煤电装机容量最高的十个省级行政区

## 聚焦十大煤电产能省份

按煤电产能计算，31 个省级行政区<sup>10</sup>中排名前十省份的燃煤电厂每年的二氧化碳排放量从 2000 年的 8.1 亿吨增至 2018 年的 30 亿吨（图 12）。2018 年，这些省份占中国燃煤发电量的 64%，而人口占全国人口的 48%。

江苏、浙江、广东和山东是地处东部沿海地区，较为发达、工业化程度较高的省份。这四个省份创造了中国 35% 的国内生产总值，同时这些省份的燃煤电厂占全国煤电二氧化碳排放量的近 30%。

其余 6 个省份或与沿海发达省份相邻，或位于中国北部和西北部。它们多是仍在工业化进程中的相对欠发达地区，且常涵盖更多农村地区并在当地拥有煤矿资源，如山西、内蒙古和新疆。在这些地区，发电厂仍经常为处理采煤过程产生的泥炭废料而运行。

### 煤电产能排名前三的省份（山东、江苏、内蒙古）占中国煤电二氧化碳

**碳排放量的近 30%。**江苏的装机容量略高，但由于内蒙古的装机主要是亚临界机组，其排放量比江苏高 20%。由于新疆经济的快速发展，该地区的二氧化碳排放量增长最快。

2017 年，国家能源局通过建立煤电规划建设风险预警机制<sup>11</sup>限制新建煤电装机的审批，暂停了约 120 吉瓦的装机建设和审批。然而，热电联产装机不受这些规则的限制。2020 年 2 月，国家能源局宣布放松这一限制<sup>12</sup>，这可能导致对煤电装机的投资增加。这或将增加清洁能源转型放缓的风险，特别是在煤电产能排名前十的省份。

由于煤电装机省际分布不均，国家政策可以与因地制宜的省级政策相配合。“十四五”规划可能是寻求清洁能源转型试点，以管理在个别省份拥有大规模或不断增长的煤电产能所带来的环境和经济风险的好机会。

<sup>10</sup> 包含省、直辖市和自治区。本分析中不包含 2 个特别行政区（香港和澳门）和中国台北。

<sup>11</sup> 中华人民共和国国家能源局（2017），国家能源局关于发布 2020 年煤电规划建设风险预警的通知，<http://sdb.nea.gov.cn/new/2017-5/2017510150252.htm>。

<sup>12</sup> 中华人民共和国国家能源局（2020），国家能源局关于发布 2023 年煤电规划建设风险预警的通知，[http://www.nea.gov.cn/2020-02/26/c\\_138820419.htm](http://www.nea.gov.cn/2020-02/26/c_138820419.htm)。

表 4：2018 年，煤电产能排名前十的省份装机容量为 645 吉瓦，几乎相当于美国、欧盟和印度的总和

煤电产能前十省份 2018 年关键指标

省级行政区	装机容量占比	二氧化碳排放量占比	人口占比	国内生产总值占比	人均国内生产总值
	(%)	(%)	(%)	(%)	(较全国平均值%)
山东	9.5%	9.8%	7.2%	8.4%	116.2%
江苏	8.1%	8.1%	5.8%	10.1%	175.6%
内蒙古	8.0%	9.7%	1.8%	1.9%	104.2%
河南	6.8%	6.3%	6.9%	5.3%	76.4%
广东	6.1%	5.7%	8.1%	10.6%	130.9%
山西	6.1%	6.0%	2.7%	1.8%	69.1%
新疆	5.1%	5.2%	1.8%	1.3%	74.9%
安徽	5.0%	5.5%	4.5%	3.3%	72.4%
河北	4.6%	5.4%	5.4%	3.9%	72.8%
浙江	4.6%	5.4%	4.1%	6.1%	149.6%
<b>中国其他地区</b>	<b>36.0%</b>	<b>32.9%</b>	<b>51.7%</b>	<b>47.2%</b>	<b>91.2%</b>

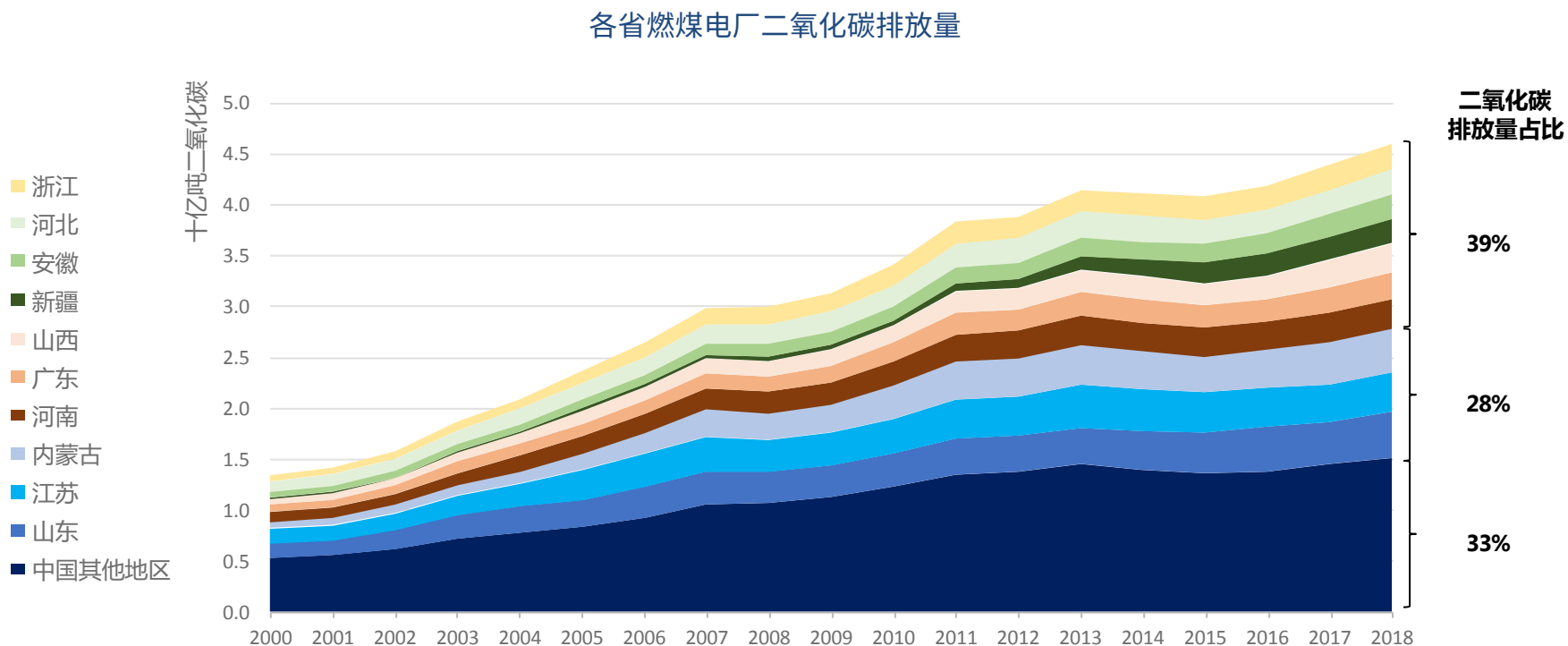
人均国内生产总值较全国平均值：



IEA. All rights reserved.

资料来源：国内生产总值和人口数据来自中华人民共和国国家统计局（2019），装机容量和二氧化碳排放数据来自国际能源署。

图 12：2018 年，中国煤电十大省份燃煤电厂排放的二氧化碳量比印度化石燃料燃烧排放的二氧化碳总量高三分之一



IEA. All rights reserved.

注：2018 年，中国煤电十大省份的燃煤发电厂碳排放约为 30 亿吨二氧化碳，比世界第三大排放国印度化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放总量（22 亿吨）高出 30%。中国煤电产能前三大省的二氧化碳排放量约为 12 亿吨二氧化碳，超过了 2018 年第五大排放国日本的排放量（10 亿吨二氧化碳）（国家能源署，2019c）。

## 煤电产能构成因省份发展、资源和地理位置而异

部分省份亚临界、高压和循环流化床机组的高占比源于当地煤炭资源丰富、价格低廉（如内蒙古、山西、新疆和河北），而在山东则是由于省层面鼓励自发自用的政策下建设的大量自备电厂。新疆也有类似的鼓励自备电厂的政策。

循环流化床机组的存在是由本地劣质煤供应和导致优质进口煤价格昂贵的地理环境（如内蒙古和山西）推动的。

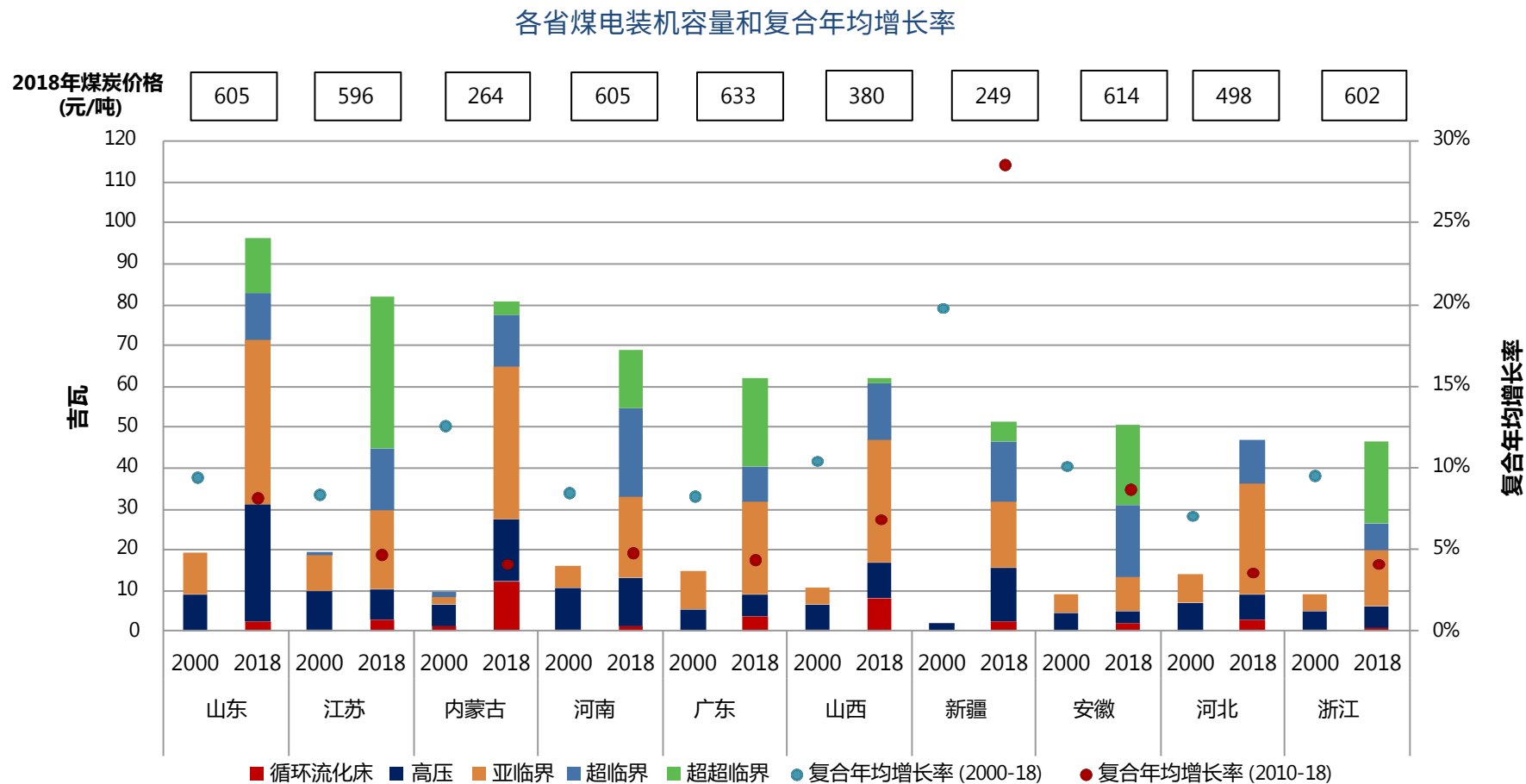
亚临界装机增长主要在山东、内蒙古、山西和河北等地，而江苏、河南、广东和安徽等地的超临界和超超临界装机增长迅速。较冷的华北地区省份山东、山西和河北的热电联产比例为 46%至 62%，高于 38%的全国平均水平。广东和江苏等高度工业化省份因工业用热需求，热电联产比例也很高，分别为 72%和 53%。虽然不在煤电装机容量前十省份中，但东北地区辽宁省的热电联产产能相当可观，约为 29 吉瓦，且主要为亚临界和高压热电联产机组。

自 2000 年以来，新疆的燃煤发电装机容量增长率最高，截至 2018 年复合年均增长率为 20%，而全国平均增长率为 9%（图 13）。新疆 2010 至 2018 年间的复合年均增长率为 30%，而同期其他 9 个省份的增长率则有所下降。这是因为新疆的发展还处于初级阶段，且煤炭价格非常便宜。因此，新疆拥有最年轻的煤电机组，2018 年时的平均投运时间为五年。相比之下，河北拥有投运时间最长的煤电机组，平均投运近 15 年。与北京、天津同属京津冀城市群的河北较早地发展了其煤电机组，而燃煤电厂的新建受到大气污染防治措施的限制。

燃煤电厂的平均运行年龄因省而异，这主要是由于不同省份经济发展状况不同。热电联产机组的平均运行时间比纯电力机组长，且在部分省份尤为显著，这对在保证供热的同时提前退役煤电机组提出了挑战。

在确定煤电厂调控政策和目标时，需要综合考虑当地煤价、地理位置、经济发展阶段、煤电技术组合、效率和投运时间等多方面因素。

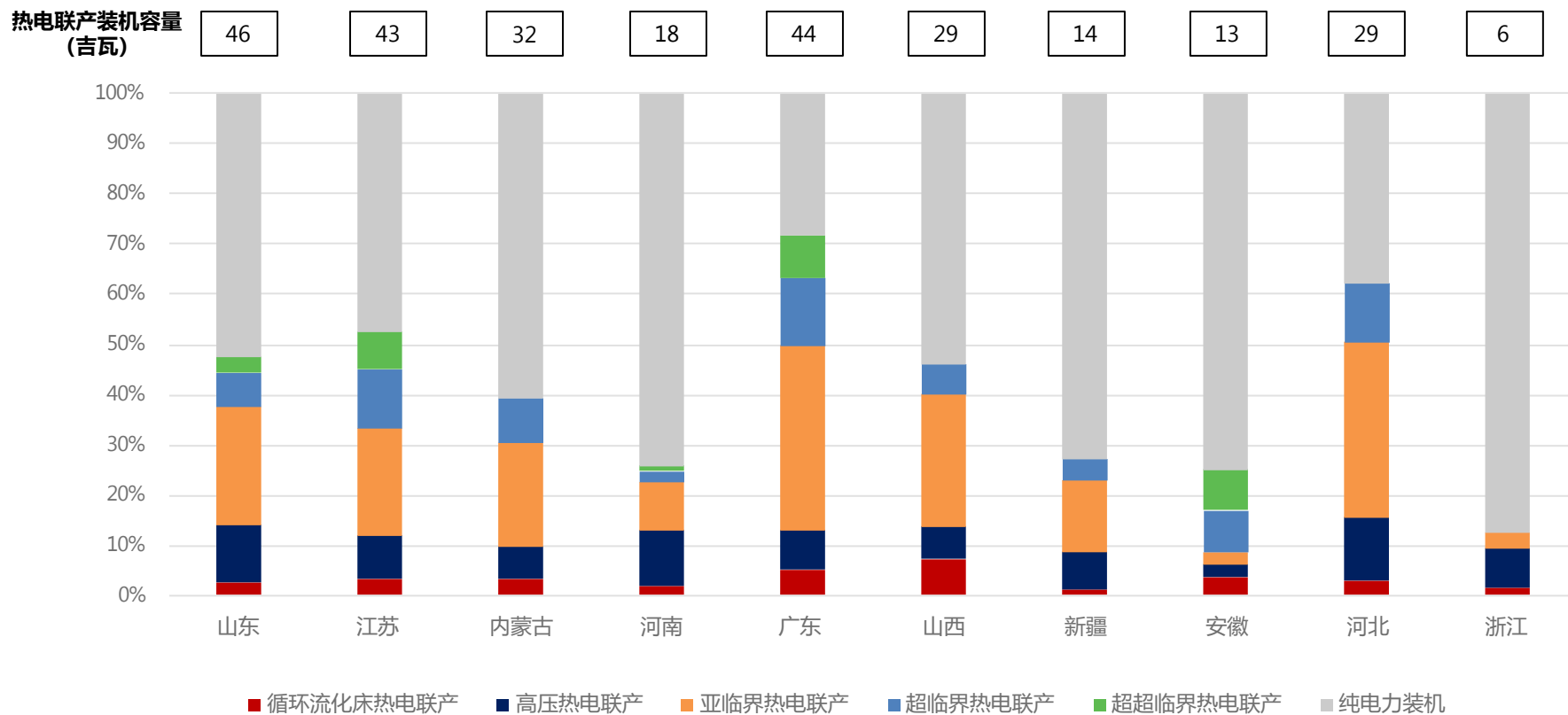
图 13：从 2000 年到 2018 年，煤电十大省份的装机容量平均每年增长 10%



IEA. All rights reserved.

图 14：热电联产装机多为较老旧机组和亚临界机组，主要分布在北部和东部

2018 年热电联产装机分技术占比



IEA. All rights reserved.



## 中国五大国有发电集团

## 聚焦中国五大国有发电企业

中国的电力行业由大型国有企业（SOE）主导，它们在燃煤发电和供热的部署和运行中也发挥着核心作用。

这五家最大的国有发电企业是于 2002 年从原国家电力公司分拆出来的。2017 年，中国国电集团和神华集团合并为国家能源集团，成为全球装机容量最大的发电公司。如今，中国五大国有发电企业：国家能源集团、中国华能集团、中国华电集团、中国大唐集团和国家电力投资集团的煤电装机容量超过全国煤电装机总量的一半（图 15）。它们国有企业的身份意味着这些企业可优先获得银行资本、低利率贷款、低税收等政策以及必要时的国家注资等政府支持。

国资委是国有企业的所有者，而中国共产党任命国有企业的主要管理团队。这赋予国有企业重要的政治影响力，有时它们的政治影响可以比肩某些部委。

2018 年，中国五大国有发电企业的燃煤发电量约为 2500 太瓦时，燃煤供热量为 1670 千万亿焦耳，几乎相当于日本和印度发电量的总和（分别为 1069 太瓦时和 1618 太瓦时）。

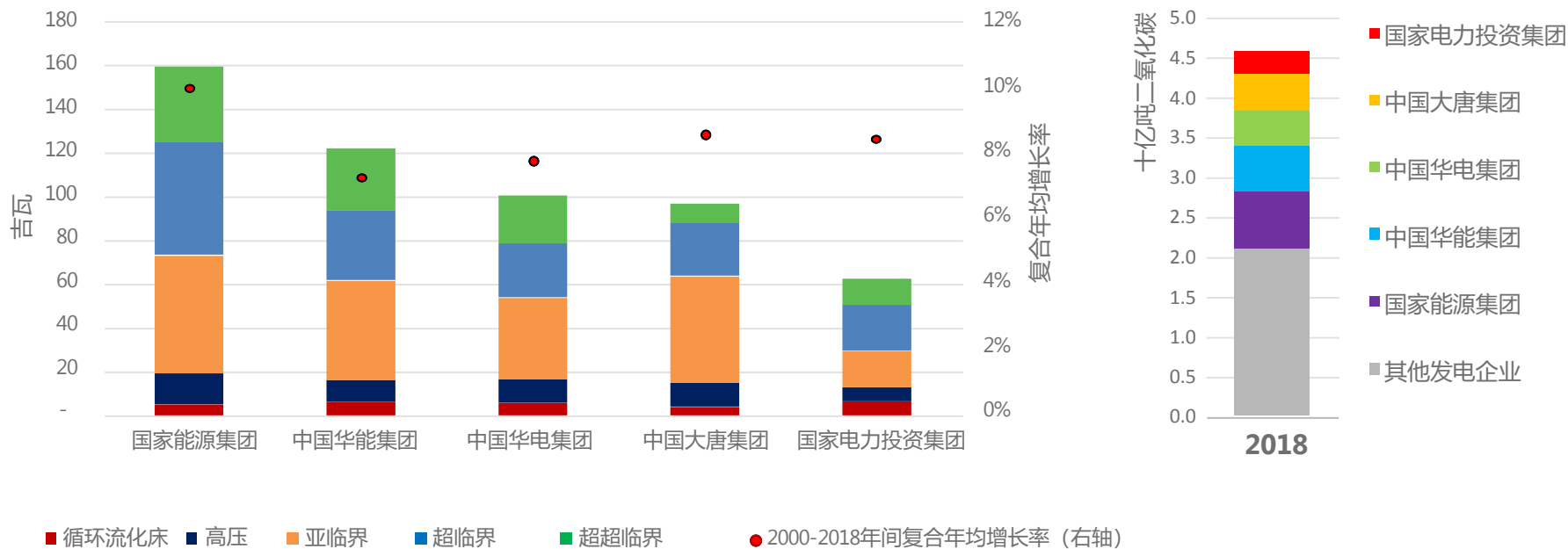
国家能源集团拥有规模最大、增速最快的燃煤发电机群，其一半以上的煤电装机是超临界和超超临界发机组。大唐集团燃煤发电的历史悠久，目前拥有最高比例的亚临界机组（51%）和最低比例的超超临界机组（9%）。

2018 年，这些企业的燃煤电厂排放了约 25 亿吨二氧化碳，占中国煤电年排放总量的 50% 以上。

鉴于中央国有企业的规模和政治影响力，各省在规范这类企业方面经常面临挑战，通常需要中央部委推行政策。因此，中央政府有机会引导其国有企业的低碳转型，考虑到这些国有企业的重要地位，这将进而推动中国的电力行业转型。

图 15：五大发电集团拥有中国过半的燃煤发电装机容量，排放量达 25 亿吨二氧化碳

2018 年五大发电集团的燃煤发电装机容量（左图）和二氧化碳排放量（右图）



IEA. All rights reserved.

---

# 中国碳市场规则

---

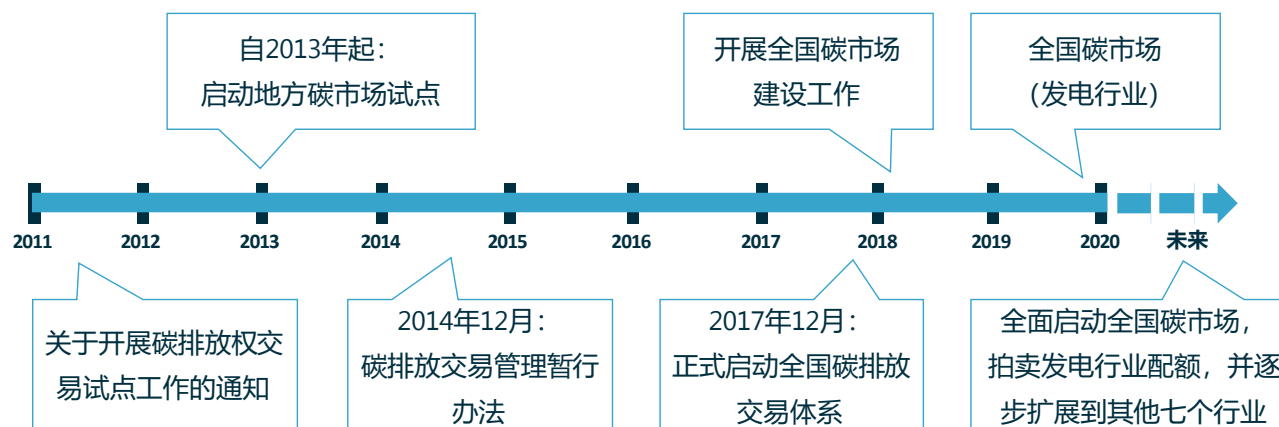
## 中国碳排放权交易进程

2017年12月19日，中国正式启动全国碳排放权交易市场建设。作为世界上最大的二氧化碳排放国，中国的排放以发电和高耗能产业为主，减排潜力巨大。鉴于中国的碳市场将是世界上最大的碳市场，这一经验将影响其他碳市场，并为其他新兴经济体树立榜样。

中国的全国碳市场是根据十多年来在其他碳市场的经验设计的。自2005年以来，中国加入了清洁发展机制（CDM），这是《联合国气候变化框架公约》（UNFCCC）下的一个全球碳市场。在获得参与清洁发展机制的经验和知识后，中国于2011年宣布了七个地区的碳市场试点计划，

并于2013年启动了第一个试点。

习近平主席在2015年与时任美国总统贝拉克·奥巴马举行会谈时宣布中国计划在2017年启动全国碳市场。随后，经国务院批准，国家发改委起草并发布了《全国碳排放权交易市场建设方案》。工作计划包括分三个阶段逐步过渡到完整的碳市场。第一阶段重点建设市场基础设施。第二阶段是在发电行业对碳市场进行试运行。第三阶段（2020年之后）将全面启动全国碳市场，拍卖发电行业配额，同时逐步扩展到其他行业。



IEA. All rights reserved.

## 中国碳市场概述

中国全国碳市场的目标是在利用市场引导资源配置的同时，经济有效地降低碳排放。在目前阶段，全国碳市场的行业覆盖范围、排放覆盖范围和参与门槛有限。

最初全国碳市场只涉及包括热电联产在内的发电行业。中国已经计划将这一覆盖范围逐步扩大到其他七个行业：石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸和国内航空。

目前全国碳市场覆盖燃煤和燃气发电厂（包括热电联产）化石燃料燃烧产生的直接二氧化碳排放。一旦全国碳市场扩展到其他行业，电力消费的间接排放以及这些行业化石燃料燃烧的直接二氧化碳排放也将被包括在内。碳市场设计尚未考虑扩展到其他温室气体的可能。

年排放超过 2.6 万吨二氧化碳的实体<sup>13</sup>被强制要求参与碳市场，这一水平涵盖了中国所有的燃煤电厂（作为参照，一台以 2018 年平均满负荷小时数运行的 6 兆瓦机组已经达到临界值）。

全国碳市场是根据中国过去的碳市场交易经验和中国当前的经济、工业和政治环境设计的。与欧盟和北美采用的总量管制与交易模式不同，中国的碳市场采用的是基于产出的分配。

配额根据碳排放强度基准制定并免费分配，以保证运行的灵活性并降低总体碳排放强度。在经济持续增长、工业产能持续扩张的情况下，中国能源需求增长还较快，基于产出的分配对中国能源需求增长的限制较小。

如果采用总量控制与交易模式，则需要不断调整配额上限，以公平有效地反映各个被涵盖实体不断变化的需求和效率水平。否则，为确定上限轨迹而采取的经济增长假设可能导致限定总量过于宽松，同时增加高估上限的风险，这将危及碳市场的有效性，类似于欧盟碳市场第一和第二阶段的情况。

与其他现有的碳市场一样，发电行业可获得免费配额。在中国，由于对电力和供热价格的集中控制，企业无法将二氧化碳成本转嫁给消费者，因此由免费配额带来的暴利是有限的。

<sup>13</sup> 实体指可拥有一个或多个由一个或多个发电机组组成的燃煤和燃气发电厂的企业。

从地方官员监督的区域试点过渡到中央政府监督的单一国家体系，可能使维持同样的执行水平并同时保持与参与实体谈判和调整的灵活性成为挑战。此外，该系统规模的跃升可能会对实体当前测量、报告和核查（MRV）系统的有效性带来严重挑战。

迄今为止，碳市场没有设定第一阶段的持续时间，也没有规定二氧化碳减排的总量或强度目标。应尽快确定这些关键参数，以确定目标，并确保中国气候治理政策的一致性。

## 发电行业配额分配和基准值

2017 年 5 月，制定了发电、水泥、电解铝等行业二氧化碳排放配额分配方案草案，并在两省开展了分配试点工作。该计划草案<sup>14</sup>为发电行业提出了 11 项基准，其中 9 项涉及燃煤电厂，其余涉及燃气发电技术。

2019 年 9 月，生态环境部发布了最新的发电行业（包括自备电厂和热电联产）试算方案<sup>15</sup>，征求省生态环境厅和碳市场涵盖的主要实体的意见。

在试算方案中，配额分配将使用基于产出的基准值，供电基准值的单位为吨二氧化碳/兆瓦时，供热基准值的单位为吨二氧化碳/吉焦。方案提出了两种配额分配方案，它们仅在常规燃煤机组的基准数量方面有不同（表 5）。两个选项中只有一个将被正式碳市场选用。

常规燃煤机组包括所有粉煤机组，即高压、亚临界、超临界和超超临界燃煤机组。方案 1 设有一个常规燃煤发电机组基准值，而方案 2 根据机组规模设有两个不同的常规燃煤发电机组基准值：超超临界机组和大型

的超临界、亚临界机组采用常规燃煤 300 兆瓦等级以上基准值，小型超临界、亚临界机组以及所有高压机组采用 300 兆瓦等级及以下基准。包括循环流化床和整体煤气化联合循环（IGCC）机组<sup>16</sup>在内的非常规燃煤发电机组和燃气发电机组<sup>17</sup>的配额分配方案相同。

配额分配和履约期为每年一次。各实体将获得相当于其总发电量和发热量乘以相应排放基准值的配额。纯凝发电机组将获得等于其供电量乘以相应的发电排放基准的配额，而热电联产机组将获得基于发电量和供热量的配额。

盈余机组可以出售配额，从而从其配额盈余中获得收入。配额短缺的机组将不得不从同一实体内或碳市场上的其他方购买配额。由于天然气价格昂贵和中国增加天然气在发电和热力供应中所占比重的政策意愿，如果出现配额短缺，燃气发电机组将不必购买额外配额，以减少碳市场带来的额外负担。

<sup>14</sup> ETS in China (2017), NDRC Issued Internal Draft Allowance Allocation Plans for Three Sectors [国家发展和改革委员会公布三行业全国碳交易市场配额分配方案讨论稿], <https://ets-china.org/news/ndrc-internally-issued-the-draft-allowance-allocation-plans-for-three-sectors/>

<sup>15</sup> 中华人民共和国生态环境部 (2019a), 2019 年发电行业重点排放单位（含自备电厂、热电联产）二氧化碳排放配额分配实施方案（试算版）

<sup>16</sup> 2018 年中国仅有一个在运的整体煤气化联合循环机组。本研究中该机组被认为属于循环流化床技术。

<sup>17</sup> 本研究主要针对燃煤电厂，并未评估针对燃气电厂的碳市场配额分配方案。



在 2019 年的最后两个月间，中国开展了配额分配和管理培训系列，培训了不同城市的几千名专家、发电企业和政策制定者。培训也是一个与发电行业多方代表共同测试探讨两个拟议的配额分配方案的机会。

**在过去的几年里，向较少基准的转变是中国碳市场建设的一个建设性步骤。**中国目前正处于敲定基准值严格水平的阶段，之后将确定基准值逐步收紧的轨迹。

表 5：拟议的碳市场配额分配和二氧化碳强度基准值

技术类别	排放基准值	
	供电排放基准值 (吨二氧化碳/兆瓦时)	供热排放基准值 (吨二氧化碳/吉焦)
常规燃煤机组 <i>高压、亚临界、超临界和超超临界机组</i>	1.015	0.135
非常规燃煤机组 <i>循环流化床机组</i>	1.12	0.135
燃气机组	0.382	0.059

技术类别	排放基准值	
	供电排放基准值 (吨二氧化碳/兆瓦时)	供热排放基准值 (吨二氧化碳/吉焦)
300兆瓦等级以上常规燃煤机组 <i>超超临界机组、600兆瓦等级超临界机组和600兆瓦等级亚临界机组</i>	0.989	0.135
300兆瓦等级及以下常规燃煤机组 <i>高压机组、300兆瓦等级亚临界和300兆瓦等级超临界机组</i>	1.068	0.135
非常规燃煤机组 <i>循环流化床机组</i>	1.12	0.135
燃气机组	0.382	0.059

资料来源：中华人民共和国生态环境部 (2019a), 2019 年发电行业重点排放单位（含自备电厂、热电联产）二氧化碳排放配额分配实施方案（试算版），

<http://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/201909/W020190930789281533906.pdf>.

## 测量和报告排放量对于一个健全的碳市场来说至关重要

一个运行良好的碳市场依赖于可靠的数据。中国从七个碳市场试点和 2016 年启动碳交易的福建省吸取了经验。然而，由于所涉实体监测、报告二氧化碳排放量的能力不足，国家一级的数据仍相对匮乏。在过去几年中，中国要求各实体自行报告计算其所报二氧化碳排放量所需的关键参数，如燃料消耗量，以及在可能的情况下，代表所用燃料质量的燃料二氧化碳排放因子。

$$\text{报告二氧化碳排放量} = \text{燃料消耗量} \times \text{燃料二氧化碳排放因子}$$

$$\text{燃料二氧化碳排放因子} = \text{含碳量} \times \text{碳氧化率} \times \text{二氧化碳/碳分子量比}^*$$

一吨报告的二氧化碳排放量对应一个配额。各实体每年为履约需提交与其年度报告的二氧化碳排放量相对应的配额数量。关于燃料消耗量的数据通常较为易知且可靠。然而，燃料二氧化碳排放因子也是一个重要的参数，它将决定发电机组的二氧化碳强度，从而决定需提交的配额量，

但相关数据的可靠性有限。国际和国内指南为不同类型燃料的二氧化碳排放因子提供了参考值（表 6）。

在中国，燃煤循环流化床机组燃烧的是以褐煤为主的劣质国产煤。其余占煤电装机量约 95% 的机组使用烟煤或其他烟煤与次烟煤的混合燃料。由于烟煤在中国煤电行业中占主导地位，为了简化，联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）指南中对其他烟煤给出的二氧化碳排放因子参考值 95 千克二氧化碳/吉焦被用于实测其燃料排放因子的机组<sup>18</sup>。

通过对不实测燃料排放因子的机组设定 123 千克二氧化碳/吉焦的缺省值，碳市场报告指南鼓励电厂采取具体措施监测其燃料二氧化碳排放因子。由于缺省值比实际值高得多，这将导致履约时所对应的报告二氧化碳排放量和二氧化碳强度更高，从而惩罚不实测排放因子的电厂。迄今为止，实测排放因子的发电厂数量仍不得而知，导致碳市场基准值的严格程度存在高度不确定性。

<sup>18</sup> 事实上，机组层面的燃料二氧化碳排放因子会因所用煤种的不同而有所不同。平均而言，燃料排放因子应较接近“其他烟煤”的参考值。然而，需要更多的机组自下而上的数据来改进对机组燃料排放因子的估算。

\*二氧化碳/碳分子量比为 44:12。

表 6：碳市场燃料二氧化碳排放因子缺省值 123 千克二氧化碳/吉焦比国际和国内指南中各类燃煤的排放因子高至少 20%

## 不同指南中分煤种二氧化碳排放因子

燃煤种类	单位热值含碳量 (千克碳/吉焦)	碳氧化率	二氧化碳排放因子 (千克二氧化碳/吉焦)
<b>2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南</b>			
无烟煤	26.8	100%	98
焦煤	25.8	100%	95
<b>其他烟煤</b>	<b>25.8</b>	<b>100%</b>	<b>95</b>
次烟煤	26.2	100%	96
褐煤	27.6	100%	101
型煤	26.6	100%	98
焦炭	29.2	100%	107
<b>中国省级温室气体清单编制指南</b>			
无烟煤	27.4	94%	94
烟煤	26.1	93%	89
褐煤	28	96%	99
焦煤	25.4	98%	91
型煤	33.6	90%	111
焦炭	29.5	93%	101
<b>中国碳市场排放报告指南</b>			
<b>缺省值</b>	<b>33.56</b>	<b>100%</b>	<b>123</b>

IEA. All rights reserved.

资料来源: IPCC (2006), 2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南; 中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2011), 省级温室气体清单编制指南 (试行); 中华人民共和国生态环境部 (2019b), 关于做好 2019 年度碳排放报告与核查及发电行业重点排放单位名单报送相关工作的通知.

---

## 碳市场对煤电影响分析

---

## 机组级别分析概述

## 研究概述

在对 2018 年中国煤电在机组层面深入分析的基础上，报告确定了六个情景来评估全国碳市场以下两个关键设计参数的影响：

1. 采用基于产出的基准值法分配配额
2. 对用以计算煤电机组的“报告二氧化碳排放量”的燃料二氧化碳排放因子的实测情况

这六个情景探讨了中国生态环境部计划草案<sup>19</sup>中提出的两种配额分配方案的影响。这两种方案因常规煤电机组的基准数量（1 个或 2 个基准值）而异（图 16）。这会影响到机组之间的配额分配，导致系统严格程度和机组的负担程度因其规模而异。

燃料二氧化碳排放因子主要取决于机组燃烧的煤种，并且可能有很大的差异。草案鼓励各单位监测其燃料二氧化碳排放因子，否则将使用 123 千克二氧化碳/吉焦的缺省值。与实测燃料二氧化碳排放因子并更准确地反映煤的碳含量相比，这一缺省值导致报告的二氧化碳排放量更高，从

而惩罚不进行实测的电厂。

对于每个配额分配方案，三个情景研究了可能用于煤电机组排放监测报告的不同燃料排放因子的影响。

- **缺省情景**：没有煤电机组监测其燃料二氧化碳排放因子，缺省值适用于所有机组。这是报告的二氧化碳排放量最高也是可能性最小的情况。该情景对机组和碳市场监测、报告和核查（MRV）系统的质量来说都是最糟糕的。
- **烟煤情景**：所有机组都实测其燃料二氧化碳排放因子。由于其他烟煤的消耗量在中国的燃煤电厂中占主导地位，在计算中将 2006 年 IPCC 指南中“其他烟煤”的参考值 95 千克二氧化碳/吉焦作为监测的燃料排放因子的平均值<sup>20</sup>。虽然因为能力限制，并非所有的机组都能立即实测燃料排放因子，但越来越多的机组将展开实测。这一情景可能在“十四五”结束前成为可能性最高的情况。

<sup>19</sup> 中华人民共和国生态环境部 (2019a), 2019 年发电行业重点排放单位（含自备电厂、热电联产）二氧化碳排放配额分配实施方案（试算版）

<sup>20</sup> 中国的燃煤电厂使用不同类型的煤，从热值来看，从低质煤到优质煤不等。烟煤情景中使用的燃料二氧化碳排放因子可能略低于中国煤电的实际平均排放因子，但鉴于烟煤在中国燃煤发电中的主导地位，差异应该较小。

- **均衡情景**：只有部分煤电机组监测其燃料二氧化碳排放因子。假设小机组，即 600 兆瓦等级以下的循环流化床、高压和亚临界机组，由于检测、报告和核查能力不足将使用燃料二氧化碳因子缺省值，超临界、超超临界机组以及 600 兆瓦等级及以上的大型亚临界机组监测其燃料排放因子，采用 IPCC 参考值 95 千克二氧化碳/吉焦。这是目前可能性最高的情况。

本机组级分析给出了 6 种情景下碳市场的总体配额平衡情况，并对采用配额分配方案 2（常规煤电有 2 个基准值）的均衡情景进行了详细分析。最后，分析探讨了中国碳市场未来可能的发展趋势，及其在促进电力行业脱碳方面的作用。

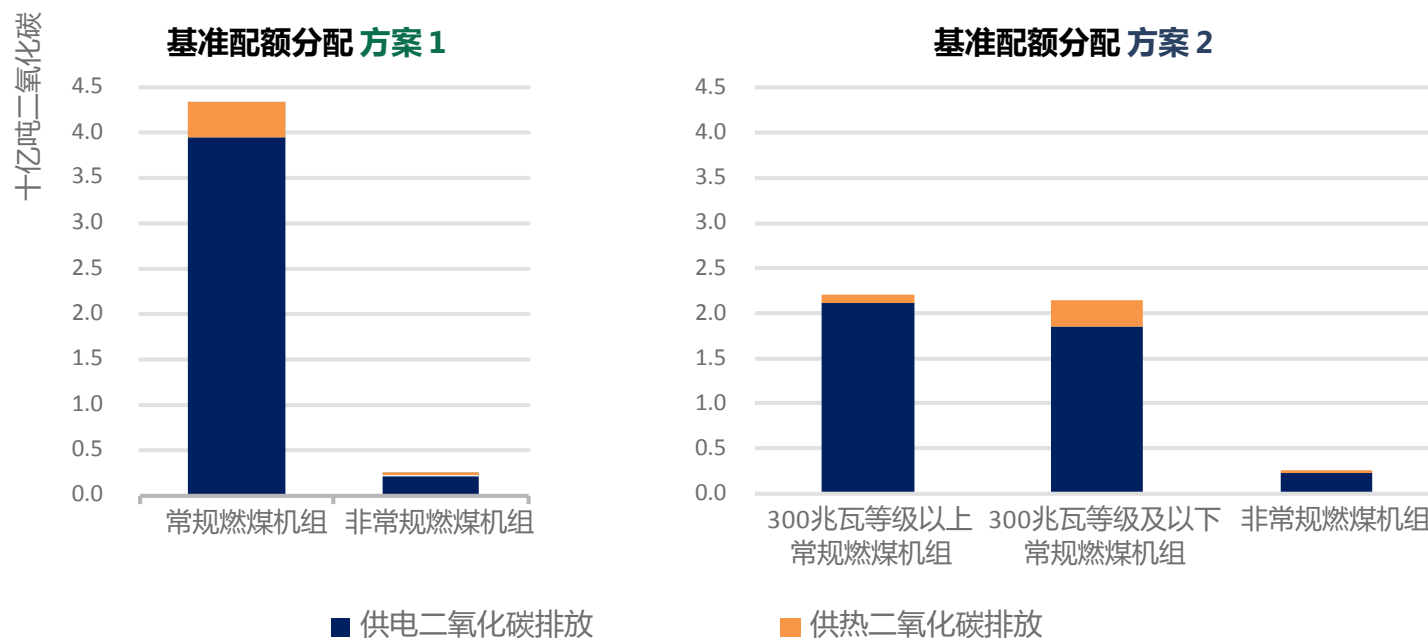
情景	烟煤情景	均衡情景	缺省情景
采用的燃料二氧化碳排放因子	所有机组: 95 千克二氧化碳/吉焦*	超临界和超超临界机组: 95 千克二氧化碳/吉焦* 600 兆瓦等级及以上的循环流化床和亚临界机组: 95 千克二氧化碳/吉焦* 高压机组、其它循环流化床和亚临界机组: 123 千克二氧化碳/吉焦**	所有机组: 123 千克二氧化碳/吉焦**
配额分配方案 1	烟煤情景-方案 1	均衡情景-方案 1	缺省情景-方案 1
配额分配方案 2	烟煤情景-方案 2	均衡情景-方案 2	缺省情景-方案 2

\*2006 年 IPCC 指南烟煤值

\*\* 中国适用于未实测排放因子机组的缺省值



图 16：不同的基准选择将影响所覆盖的二氧化碳排放量的分布

不同基准设计下的二氧化碳排放分布<sup>21</sup>

IEA. All rights reserved.

注：在方案 1 中，常规燃煤发电机组包括超超临界、超临界、亚临界和高压机组。非常规燃煤发电机组包括循环流化床机组。方案 2 将常规燃煤发电机组分为 300 兆瓦等级以上和以下规模，从而形成一个适用于大型超超临界、超临界、亚临界燃煤发电机组的基准值，以及另一个适用于小型超临界、亚临界及高压电厂的基准值；非常规燃煤发电基准值保持不变。

<sup>21</sup> 除非另有说明，本研究中的二氧化碳排放量根据 2006 年 IPCC 指南“其他烟煤”燃料二氧化碳排放因子进行计算。这与碳市场政策分析中不同情景下的“报告的二氧化碳排放量”不同；在该分析中，本研究中的二氧化碳排放量等于烟煤情景下的“报告的二氧化碳排放量”。

## 燃料排放因子、配额基准设计与碳市场的有效性

## 碳市场的有效性将取决于实测其燃料二氧化碳排放因子的机组比例

如果各实体均实测其燃料排放因子，则碳市场分配基准值很可能并不够严格（烟煤情景）。各类煤电厂的平均二氧化碳强度将低于其相应的配额分配基准，从而产生配额盈余。超临界和超超临界机组将获得最大的盈余。效率较低的煤电机组对配额的需求太低，从而将无法平衡配额过剩的机组。**在烟煤情景下，每年将产生超过 6 亿吨二氧化碳的配额盈余，相当于报告的二氧化碳排放量的 13%。**由此造成的价格信号不足将危及碳市场的有效性。

2018 年，烟煤情景燃煤发电的平均二氧化碳排放强度（0.900 吨二氧化碳/兆瓦时）与实际的平均二氧化碳排放强度（0.865 吨二氧化碳/兆瓦时）基本一致，这与“十三五”规划到 2020 年在役燃煤机组的平均供电煤耗目标（310 克标煤/千瓦时）相符。两种配额分配方案的基准值都远远高于 2018 年的平均二氧化碳排放强度。**在目前的分配方案下，煤耗目标将增加配额盈余，从而对碳市场产生反作用。**目前的碳市场基准水平因不够严格不足以支持实现燃煤电厂的平均煤耗目标。

但是，如果实体没有实测其燃料二氧化碳排放因子，排放量计算将采用较高的系数（缺省情景）。除了一些超临界和超超临界机组外，大多数煤电技术的平均二氧化碳排放强度都将高于基准值。缺省值隐含的惩罚机制旨在鼓励机组监测其燃料排放因子。尽管缺省情景的可能性最低，

它会使系统的严格性更强。

在均衡情景下，较小或较旧的机组使用燃料排放因子缺省值，而大型、超临界和超超临界机组使用其实测燃料排放因子。进行实测的机组将获得更高的配额盈余，而那些未进行监测的机组将面临更大的配额短缺。均衡情景下配额盈余和短缺之间将实现平衡。

因此，按照目前的配额分配设计，碳市场的有效性将直接取决于监测其燃料二氧化碳排放因子的机组数量。

均衡情景根据煤电技术和机组规模大小假设将监测其燃料二氧化碳因子的机组类型。这些机组仅占燃煤发电机组的四分之一，但在 2018 年，它们的发电量和供热量占燃煤电厂的 54%，占二氧化碳排放量的 47%。

中国大部分的煤电机组，包括 300 兆瓦等级及以下机组，已经因其他在二氧化硫、氮氧化物和空气污染物方面的排放控制和报告计划成功进行了改造。因此，碳市场可能会迅速在监测燃料排放因子方面取得类似的效果。**进行监测的机组越多，配额盈余就越高（表 8）。**如果 300 兆瓦等级及以上的所有机组监测其燃料二氧化碳排放因子，即 56% 的燃煤机组和大约 80% 的供电量和供热量使用实测排放因子，这将导致约 4 亿吨二氧化碳的配额过剩。

表 7：分技术供电配额分配基准值和平均二氧化碳排放强度

(吨二氧化碳/兆瓦时)

技术	平均二氧化碳排放强度			基准值	
	烟煤情景	均衡情景	缺省情景	方案 1	方案 2
非常规燃煤: 循环流化床	0.933	1.147	1.208	1.120	1.120
常规燃煤	0.899	1.012	1.164	1.015	-
300 兆瓦等级及以下	0.968	1.229	1.254	-	1.068
高压	0.990	1.282	1.282	1.015	1.068
亚临界 300 兆瓦	0.986	1.277	1.277	1.015	1.068
超临界 300 兆瓦	0.804	0.804	1.042	1.015	1.068
300 兆瓦等级以上	0.846	0.846	1.096	-	0.989
亚临界 600 兆瓦	0.961	0.961	1.245	1.015	0.989
超临界 600 兆瓦	0.865	0.865	1.120	1.015	0.989
超超临界	0.776	0.776	1.005	1.015	0.989

分技术供热配额分配基准值和平均二氧化碳排放强度

(吨二氧化碳/吉焦)

技术	平均二氧化碳排放强度			基准值
	烟煤情景	均衡情景	缺省情景	方案 1&2
燃煤	0.121	0.145	0.156	0.135

表 8：进行监测的机组越多，配额盈余越高

配额的盈余或缺乏极受实测燃料二氧化碳排放因子机组比例的影响

情景	机组数量	供电供热量 (太瓦时)	报告的二氧化碳排放量 (百万吨二氧化碳)	配额分配 (基准方案 1)		配额分配 (基准方案 2)	
	比例	比例	比例	配额平衡		配额平衡	
<b>烟煤情景：</b>							
<b>实测排放因子：</b> 所有机组	100%	100%	100%	605		641	
<b>缺省排放因子：</b> 无	0%	0%	0%		0		0
<b>中间情景：</b>							
<b>实测排放因子：</b> 超临界、超超临界、300 兆瓦等级及以上亚临界和循环流化床机组	56%	83%	79%	568		572	
<b>缺省排放因子：</b> 高压和 300 兆瓦等级以下循环流化床机组	44%	17%	21%		-194		-161
<b>均衡情景：</b>							
<b>实测排放因子：</b> 超临界、超超临界、600 兆瓦等级及以上亚临界和循环流化床机组	27%	54%	47%	487		433	
<b>缺省排放因子：</b> 高压和 600 兆瓦等级以下循环流化床机组	73%	46%	53%		-519		-429
<b>中间情景：</b>							
<b>实测排放因子：</b> 仅超临界和超超临界机组	22%	44%	35%	451		409	
<b>缺省排放因子：</b> 高压、亚临界和循环流化床机组	78%	56%	65%		-643		-565
<b>缺省情景：</b>							
<b>实测排放因子：</b> 无	0%	0%	0%	0		0	
<b>缺省排放因子：</b> 所有机组	100%	100%	100%		-752		-716

IEA. All rights reserved.

注：表中绿色标注为**配额短缺**，红色标注为**配额盈余**。配额盈余的规模将取决于燃煤机组燃料二氧化碳排放因子的平均监测值，这可能与假设值（2006 年 IPCC 指南“其他烟煤”参考值）略有不同。

## 基准数量不同，在各技术之间的配额分配不同

根据基准方案的选择，各技术之间的配额分配以及总体平衡将有所不同。根据目前的计划草案，方案 1（常规燃煤机组统一基准）比方案 2（区别 300 兆瓦等级以下和以上的常规燃煤机组基准）更为严格（图 17）。

方案 2 下的所有情景都将产生更多的总体盈余，分配给超临界和超超临界机组的配额较少，高压和亚临界机组的配额较多。相对于统一基准值，300 兆瓦等级及以下机组的基准值比 300 兆瓦等级以上机组的基准值更为宽松。

在基准方案 1 中，与方案 2 相比，较大的常规燃煤机组将获得更多的配额，而较小的燃煤机组获得的配额要少得多（图 17）。这对单机规模小、效率低的机组不利。然而，让更高效的机组受益应该是碳市场分配设计的目的。更多的基准值为不同的技术分配不同的减排要求，这是保持一个单独的非常规煤电基准值的原因。然而，这往往会减缓减排行动，并使效率较低的技术运行更长时间。尽管对所有煤电技术采用统一基准值是最好的，但考虑到分配计划草案，**对常规燃煤采用统一基准值**

**的方案 1 将更简单、更公平和更有效。**更多的基准值增加了偏袒某些技术、游说活动和潜在的二氧化碳排放锁定的风险。

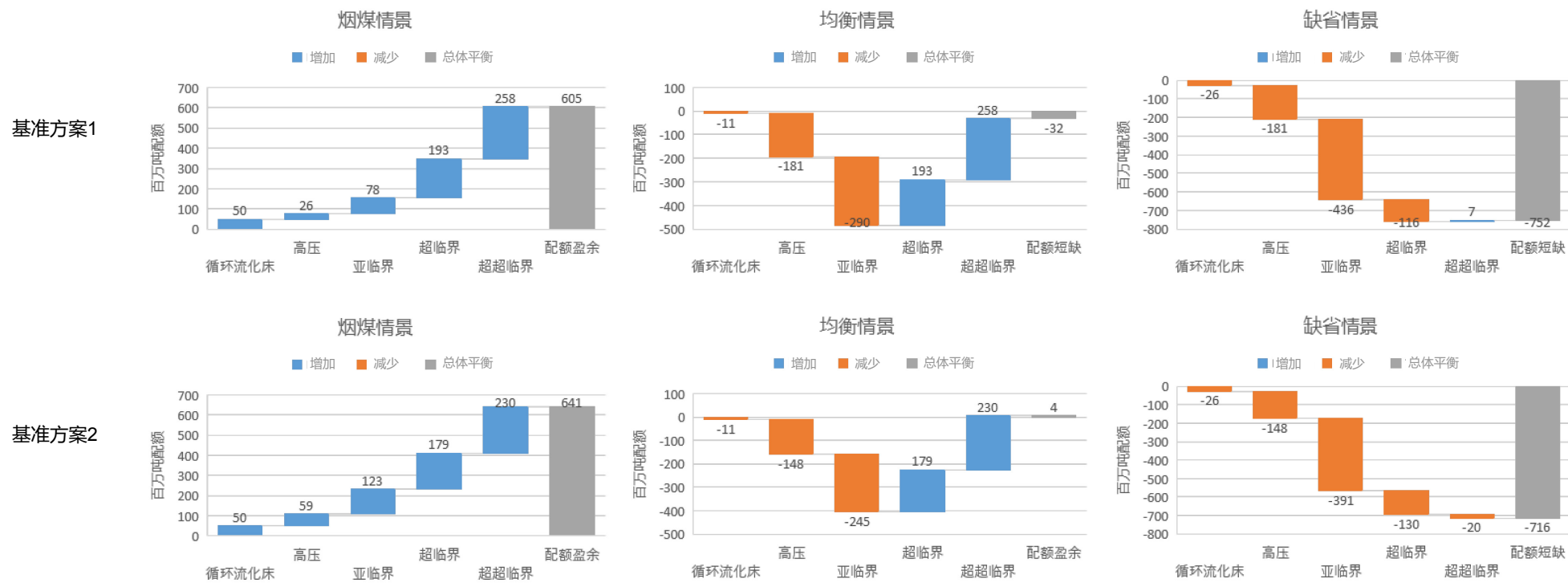
除了缺省情景（没有任何机组监测燃料二氧化碳排放因子），在两种基准选择下，对于大型和最高效的煤电技术，常规燃煤机组基准值都非常宽松。绝大多数新建和大型机组将监测其燃料二氧化碳排放因子，其二氧化碳强度将大大低于基准值，从而累积盈余配额。在均衡情景下，覆盖近 60%发电量的常规燃煤机组的燃料二氧化碳排放因子将低于基准水平，而覆盖超过 40%发电量的燃煤机组则需要购买配额（图 18）。

2019 年，中国已授权发电机组自报 2018 年排放数据。改进机组级的数据收集和数据的可靠性是基准值制定的关键，且基准值在理想情况下不应受到燃料二氧化碳排放因子缺省值规则的影响。然而，鉴于对实测燃料二氧化碳排放因子的机组比例的不确定性，**应每年更新基准值，以反映燃煤机群的变化和燃料排放因子实测率的提升。**

公布基准值制定将如何随着时间的推移而发展，也有助于碳市场参与者制定配额购买的计划，并提高碳市场的效率。

图 17：根据计划草案，对常规燃煤机组采用统一基准值将使系统更加严格

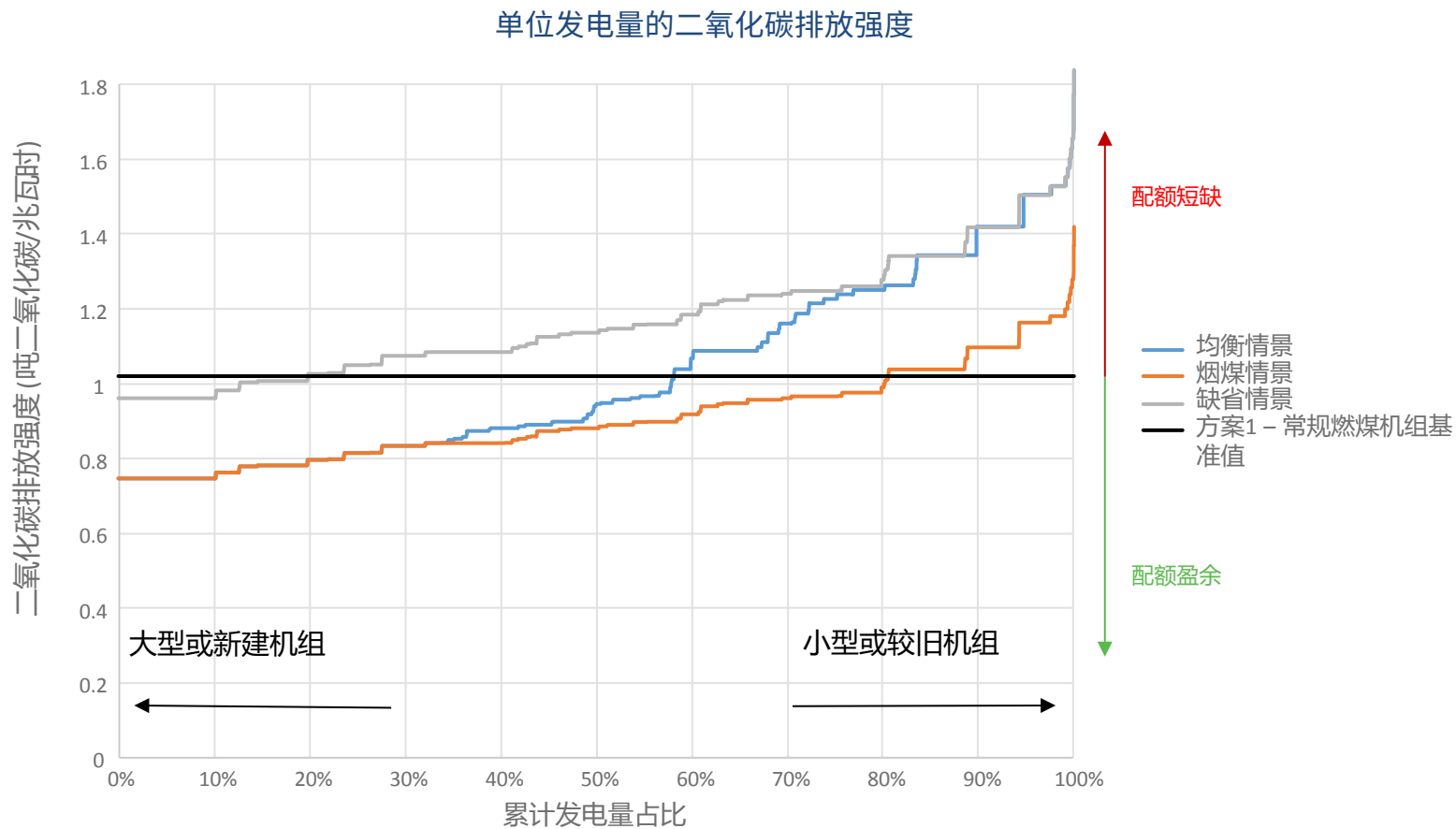
不同基准选择 and 不同燃料排放因子下的配额平衡



IEA. All rights reserved.

注：超超临界和超临界机组以及 600 兆瓦等级以上的机组产生了大部分配额盈余，这证实了 300 兆瓦等级以上的常规燃煤机组基准值并不十分严格，特别是考虑到这些机组在供电量中所占的份额不断增加。

图 18：然而相对于目前的二氧化碳强度水平，统一基准值对较大的机组仍为宽松



IEA. All rights reserved.



## 统一常规燃煤机组基准将支持正在进行的电力市场改革

目前展开的电力市场改革将越来越多地允许各机组根据生产成本调整发电上网。碳市场的配额分配设计将激励效率更高的机组，主要是超临界和超超临界机组，提高其平均满负荷运行时长。这将提高二氧化碳排放强度低于基准值的机组的发电份额，同时降低排放强度较高机组的发电份额。正常情况下，效率较低的机组将减少运行。这将加剧碳市场的总体配额盈余，并支持需逐渐加严基准水平的观点。

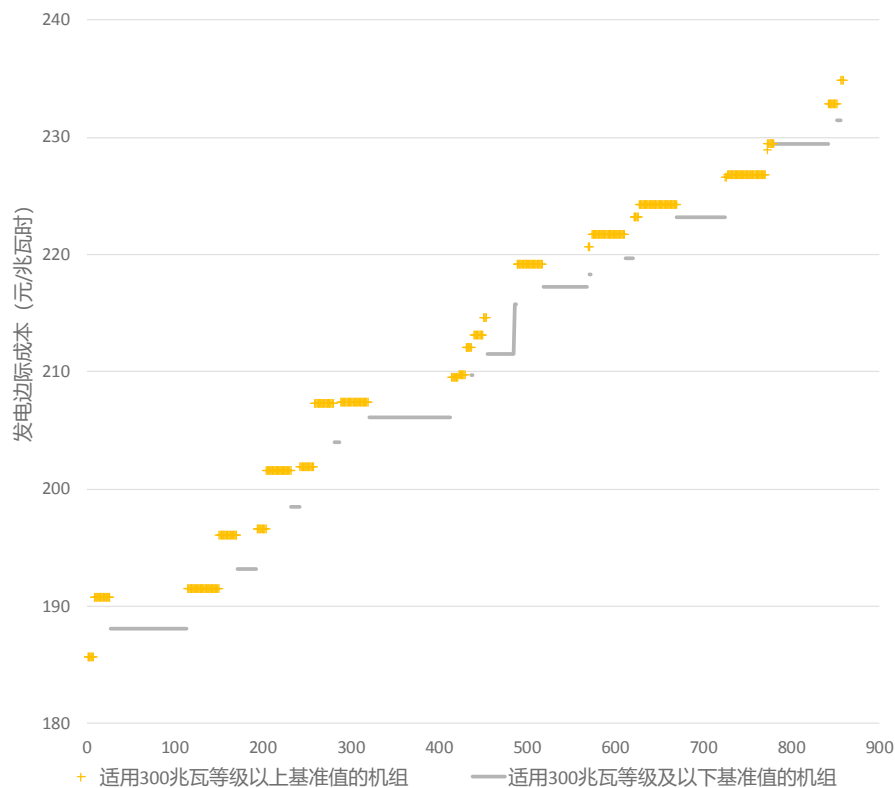
如果配额价格上涨，方案 2 中常规燃煤机组的两个基准将对正在进行的电力市场改革造成进一步的挑战。在较严格基准值下的效率最低的机组需要购买配额，而这些配额可能由较宽松基准值下的机组出售。这将导致一些效率较低的机组得以在现货市场上以较低的价格供电，而效率较高的机组则需要现货市场上提高价格以支付配额。由此，碳市场配额分配和价格的影响有可能导致现货市场实际选择效率更低、污染更大的机组。

在图 19 中，橙色代表 300 兆瓦等级以上的机组，适用更严格的基准值，而灰色线代表 300 兆瓦等级及以下的机组。每当图线断裂时，它表明碳市场已导致效率较低（因此燃料成本和排放强度更高）的机组在发电优先次序上向前移动，从而使其运行量超过效率较高的机组。这意味着，对常规燃煤机组采用两个基准值实际上具有“交叉”效应，破坏了电力市场改革中的最低成本以及最优调度目标，并可能增加电力系统运行期间的排放。

由于分配过剩，这种现象不会在碳市场的早期阶段出现，但如果随着分配的逐步减少，两个基准体系持续存在，这可能会适得其反。同时，随着体系运行时间的延长，取消第二个基准将变得更具挑战性。

图 19：两个基准值可能会给低效机组带来更低的发电成本

聚焦常规燃煤机组两个基准下优序曲线的“交叉”效应



IEA. All rights reserved.

注：横轴按实际效率排序（即现货市场边际成本分配的理想结果）。纵轴显示每个机组的边际成本，包括碳市场引起的边际成本。这种“交叉”效应在二氧化碳减排成本低至每吨 2 元的水平时已经出现。图表假设二氧化碳减排成本为每吨 43 人民币（Slater et al. (2019), 2019 年中国碳价调查预期的 2022 年价格）。

## 配额分配与公平性考量

## 各省配额分配差距引发公平问题

各省间配额的盈余和赤字分布极不均匀；拥有更大比例超超临界和超临界电厂的省份受益极大。这给任一基准选择和燃料二氧化碳排放因子实测比例下的分配效果都带来了严重的问题。

在配额分配设计方案 2 的均衡情景下，整个系统在全国将产生 450 万的有限的配额盈余，但二氧化碳强度低于基准值的机组，即主要是超临界和超超临界机组，将积累 4.45 亿的盈余，而其他机组将面临 4.4 亿的赤字。大多数亚临界机组，包括高压机组，将出现配额短缺，只有少数最新的较大亚临界机组能够获得一些盈余。

在省级层面，中国 31 个省份中约有一半的省份将有配额净盈余。从装机排名前十的省份来看，安徽、江苏、新疆和浙江将产生最多的盈余（表 9 和图 20）。这就带来了分配问题，尤其是对配额短缺省份而言。亚临界机组比例较大的省份，如河北、内蒙古、山东和东北省份等将出现短缺。

此外，如果一个省内有更多的机组监测燃料二氧化碳排放因子，该省将获得更多的配额盈余或较少的短缺。这将鼓励各省支持机组展开实测，从而加剧监测能力较强省份相对其他省份之间的配额分配不均性和公平问题。

配额具有与碳市场价格相对应的变现价值，因此配额盈余和短缺将对机组和省份产生经济激励。根据中国碳论坛（China Carbon Forum）牵头的 2019 年中国碳价调查<sup>22</sup>，对中国碳市场利益相关者的一次大型研讨估计到 2022 年配额价格为每吨二氧化碳 43 人民币。根据这一配额价格估算，安徽、江苏、新疆和浙江可从其燃煤机组获得超过 5 亿元人民币的碳市场货币化盈余。

<sup>22</sup> 预期碳价 43 人民币/吨二氧化碳源自 Slater et al. (2019), 2019 年中国碳价调查, <http://www.chinacarbon.info/wp-content/uploads/2019/12/2019-China-Carbon-Pricing-Survey-Report.pdf>

表 9：碳市场配额分配草案对各省影响概览

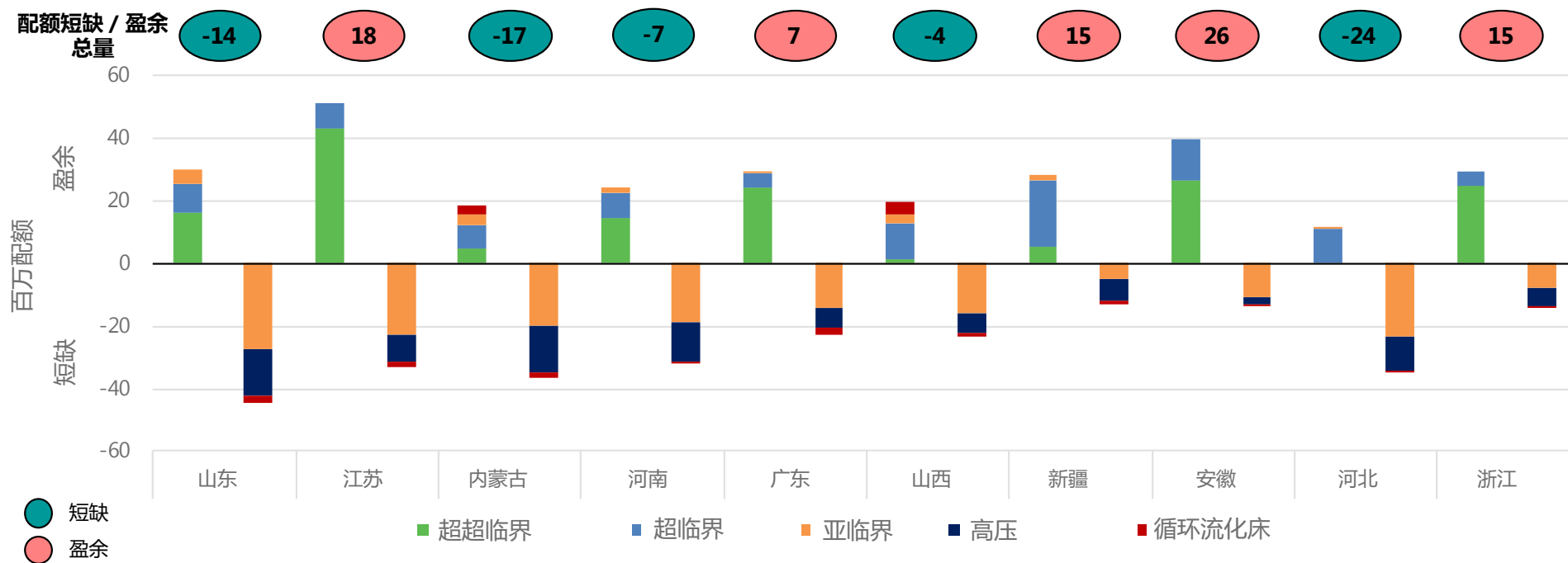
方案 2 均衡情景下各省配额平衡（百万配额）和估计价值（百万人民币）

省份	配额平衡 盈余	估计价值	省份	配额平衡 短缺	估计价值
安徽	26.4	1137	天津	-0.3	-12
江苏	18.4	793	河南	-1	-42
新疆	15.1	648	湖北	-1.3	-58
浙江	15.1	648	云南	-1.5	-65
江西	9.1	393	四川	-2.1	-89
广东	7.2	310	陕西	-2.4	-103
福建	6.4	277	湖南	-2.9	-127
贵州	4.1	178	山西	-3.5	-152
广西	3.2	135	上海	-4.6	-198
重庆	1.9	81	甘肃	-5.2	-222
青海	0.8	34	黑龙江	-7.1	-307
海南	0.7	29	吉林	-7.3	-313
宁夏	0.5	22	辽宁	-9.9	-427
西藏	0	0	山东	-14.2	-612
			内蒙古	-17.5	-752
			河北	-23.6	-1014

IEA. All rights reserved.

图 20：煤电装机前十省份中有五个将产生配额盈余

方案 2 均衡情景下各省分技术配额平衡（百万配额）



IEA. All rights reserved.

## 在均衡情景下，五大发电集团中的三家将获得配额盈余，从而有获得暴利的可能

在企业层面，配额盈余更加集中：在均衡情景下，五大发电集团中的三家将获得配额盈余（图 21）。

这三家国有企业将产生 4060 万的配额盈余，另两家企业（华能和大唐）将面临更大的挑战，出现 3620 万的配额短缺。

这相当于三家国有企业获得价值 17.5 亿人民币的配额盈余，其中国家能源集团盈余价值 12.8 亿人民币；而其余两家企业将面临 15.5 亿人民币的碳成本。由于大唐的亚临界机组所占份额较大，该集团将出现大幅配额短缺。因此，碳市场可能将鼓励发电企业之间的并购。

即使在保守的均衡情景下，碳市场带给一些企业的配额盈余也使其在无需大力提高电厂的二氧化碳排放强度的情况下即可获得收入。由于低碳电力技术目前不包括在碳市场设计中，企业在降低机组二氧化碳排放

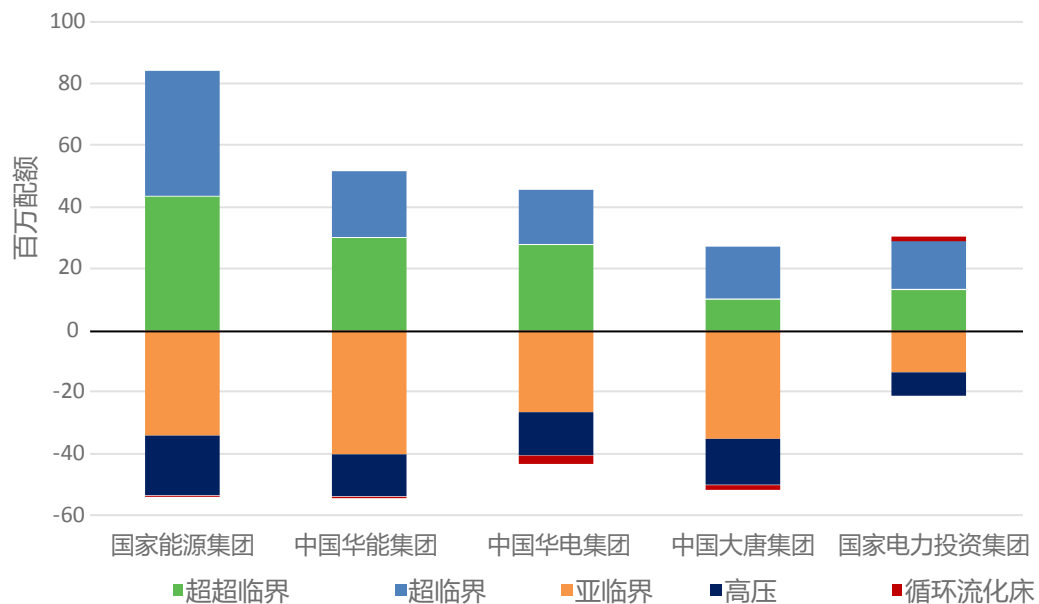
**强度方面的选择有限。**这些可能仅限于改造和运营或管理方面的改进，而这些改进可能并不符合更广泛的能源转型目标。例如，管理方面的简单变动可以通过将发电从企业拥有的最低效率的电厂转移到最高效率的电厂来增加分配盈余。对于有配额盈余的企业，碳市场可以提高其相对燃气和可再生能源发电厂的竞争力，这与碳市场的预期相反。

目前的配额分配计划草案将使用免费分配，同时探讨今后使用拍卖机制的可能。由于发电和供热对国际竞争力不敏感，拍卖配额将减少免费配额盈余产生的隐性补贴。此外，它还将创造收入，从而可用于支持创新和研发，并根据机组技术分布补偿某些企业或省份。

**配额拍卖可以在免费分配占主导地位的情况下逐步引入。**将配额盈余产生的资金用于低碳投资，可以通过劳动力再培训、再配置等多种方式支持中国清洁能源转型。

图 21：超临界和超超临界机组比例较高的企业将获得盈余配额，其他企业将出现短缺

方案 2 均衡情景下各企业分技术配额平衡情况



企业	配额平衡 (百万)	估计价值 (百万人民币)
国家能源集团	29.8	1283
国家电力投资集团	9.2	397
中国华电集团	1.6	68
中国华能集团	-2.9	-126
中国大唐集团	-25.2	-1082
其他企业	-8.1	-347

IEA. All rights reserved.



## 政策互动对碳市场的影响

## 考虑政策互动的必要性 – 为减少过剩产能的煤电退役计划将对碳市场产生重要影响

为了应对空气污染，同时也为了应对产能过剩的挑战，中国正在考虑对效率较低的燃煤电厂实施大规模的退役计划。2019 年，国资委考虑于 2021 年底前对甘肃、陕西、新疆、青海、宁夏 5 个试点省份的国有企业煤电资源进行整合退役<sup>23</sup>。

如果这样的退役计划扩展到所有省份，对碳市场配额分配的影响将是惊人的。如五大发电集团 25%-33% 的燃煤发电装机退役，将相当于约 150 吉瓦装机。

这将要求退役所有运行 15 年或以上的机组（图 22），相当于近 600 台平均规模为 250 兆瓦的机组，约占在运机组数的一半，但仅占机组总装机容量容量的 29%。60% 的被退役机组将涉及热电联产机组，这些机组在 2018 年的供热量占五大发电集团供热量的 40% 以上，发电量占 25%。因此，对于剩余的燃煤机组来说，填补供热缺口比填补供电缺口更具挑战性。假设供电和供热的缺口通过更频繁地运行其他煤电机组（按照 2018 年的数据）得到填补，那么满足电力和热力需求的增长将面临技术挑战。这在中国的任何大型退役计划中都是必须考虑的，特别是对于热

电联产机组的退役和满足供热需求的问题。

这些退役机组中的绝大多数将是效率较低的高压和亚临界机组，其发电二氧化碳排放强度为 1.2 至 1.6 吨二氧化碳/兆瓦时。如果在国有企业和各省份之间没有分配约束，大部分退役装机将涉及国家能源集团、华能集团和大唐集团位于山东、内蒙古和河北的机组。

**在均衡情景下，这一退役计划将减少 2.75 亿吨二氧化碳的排放，使燃煤电厂的二氧化碳排放量减少 5.3%。然而，如果不在碳市场配额分配设计中予以考虑，此类产能退役将使年度配额净盈余增加近 50 倍，达到约 2.55 亿吨二氧化碳（图 23）。如果更多的机组监测其燃料二氧化碳排放因子，即一旦大多数电厂选择监测其实际排放量（如烟煤情景），盈余将大大增加。如果不调整基准水平，两个影响将明显增加系统内的配额盈余。首先，需要购买额外配额才能达到基准值的机组发电量将减少；第二，被淘汰机组造成的供电缺口将由二氧化碳排放强度低于基准值的高效机组提供，从而产生额外盈余。**

有几个技术要素可以帮助碳市场管理燃煤机组技术组合相对快速的变

<sup>23</sup> 中国碳交易网 (2019), <http://www.tanjaoyi.com/article-29645-1.html>; 新华网 (2019), [http://www.xinhuanet.com/fortune/2019-12/03/c\\_1125300602.htm](http://www.xinhuanet.com/fortune/2019-12/03/c_1125300602.htm)

化，如大规模退役计划的情况：

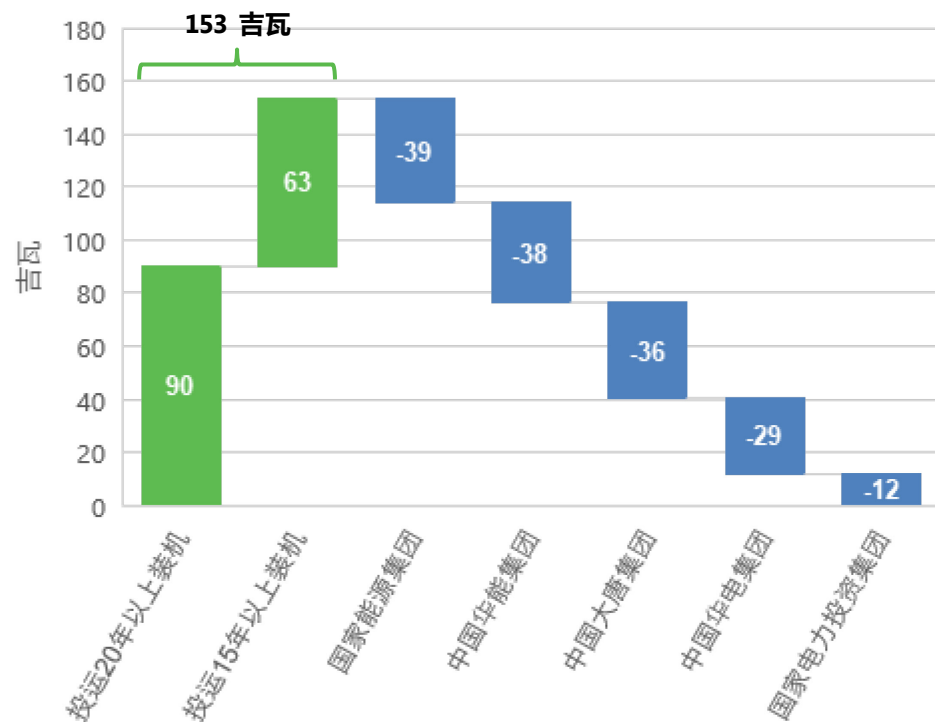
- 在基准设置中提前考虑如退役计划等变化的影响。由于基准值将随着时间的推移而变化，它可根据退役计划进行调整。在均衡情景下，将基准值降低 5.4% 可以避免退役计划产生的 2.51 亿吨二氧化碳额外盈余。
- 在中国的碳市场中引入调节机制，以在各种冲击或变化情况下吸收盈余配额。

如大规模电厂退役的例子所示，**设置让碳市场适应变化和冲击的调节机制十分重要**。燃煤发电结构可能受到一系列政策的影响，如电力市场改革、煤电装机上限、环境和节能标准、可再生能源配额制等。在设计中国碳市场技术参数时，应考虑到这些因素会导致发电结构的变化。

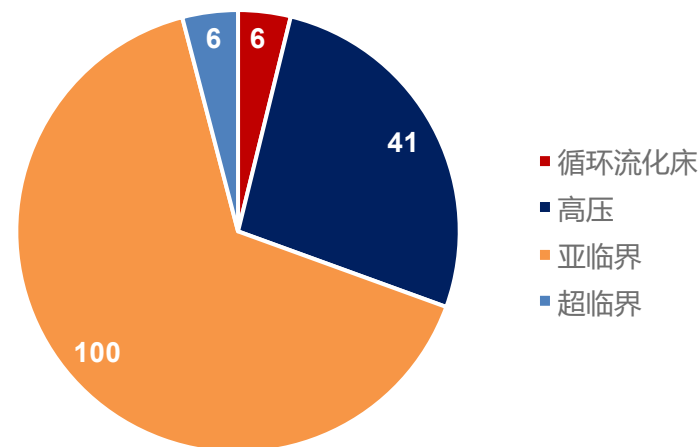
理想情况下，调节机制还可以减少如经济或公共健康危机对电力系统的冲击影响。就这些调节机制的设计而言，完美的碳市场设计并不存在，经验表明，所有的碳市场都必须从实践中学习，并通过不断的改革完善政策。

图 22：150 吉瓦的退役规模将要求运行 15 年或以上的所有燃煤机组退役

到 2021 年末退役装机分解



退役机组技术结构(以装机容量计)

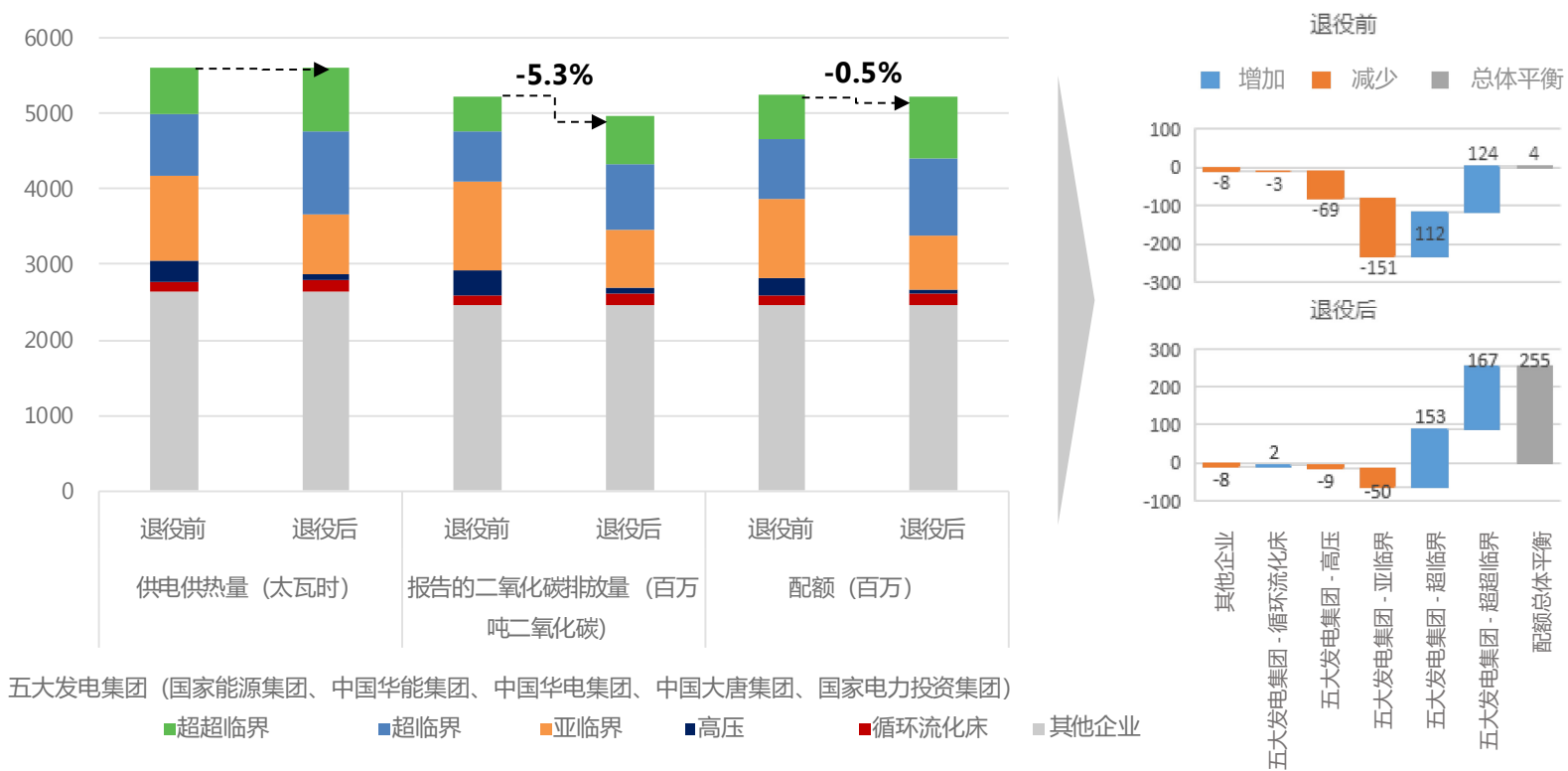


IEA. All rights reserved.

图 23：如果在碳市场配额分配中不考虑可能的退役情况，将产生巨额配额盈余

方案 2 均衡情景下退役 150 吉瓦装机对五大发电集团发电和供热量、报告二氧化碳排放量和配额的影响（左图）

配额（百万）平衡情况（右图）



注：报告的二氧化碳排放量受报告时采用的燃料二氧化碳排放因子影响，并不一定与实际排放水平相对应。

IEA. All rights reserved.

## 电力市场化改革与碳市场互动研究概述

中国电力行业的重大改革正在与碳市场同步实施，同样也将推动提高高效、低排放和低成本资源的利用率。虽然大多数电力市场化改革都符合碳市场的总体目标，但其推出时间可能会使碳市场的分配方法、设定基

准和配额的供求预测复杂化，特别是在多基准系统的情况下。下表介绍了电力行业的主要改革、它们对电力系统运行的影响以及它们与碳市场的相互作用。

	政策	对机组的影响	与碳市场的互动
<b>电力中长期合同</b>	从政府向每家电厂分配大致相等的年利用小时数的模式，转变为每家电厂与最终用户以协商的电量和价格签订合同的模式。	将批量发电和收入转移到效率最高的电厂，因为它们可以提供更低的价格并吸引更多的客户。这改善了电力行业整体的排放因子。	将增加碳市场内配额的供应。如果配额以正价格进行交易，碳市场将进一步提高高效电厂的经济性，终端客户将越来越有可能从高效电厂购买电力。
<b>现货市场和辅助服务市场</b>	建立一个实时市场，优先考虑最低边际成本发电和灵活性，以满足需求并加强可再生能源并网。	这将使更多的发电量转向高效的发电厂和可再生能源，但收入水平可能不会改变，因为这将主要由中长期合同保障。中优电厂和高成本电厂也将更灵活地运作。	对更高效发电的使用将增加碳市场中配额的供应。对于灵活运行的电厂，其每兆瓦时排放量将增加。因此，碳市场将推高灵活性成本，并可能增加可再生能源并网成本。
<b>老旧机组退役</b>	强制关闭污染控制水平不足的低效电厂和工业设施，以提高空气质量、控制产能过剩。	将把发电量转移到电力市场，并可能转移到最高效的机组。	将发电量从未纳入碳市场中的设施转移到纳入碳市场的设施，这意味着系统将给出比初始预计更多的配额。碳市场中效率低下的电厂也可能在未来被淘汰，从而进一步提高整个电力行业的效率，同时在碳市场中产生更多盈余配额。
<b>煤炭消费上限</b>	人口稠密地区的省份为治理空气污染对每年的煤炭消费量设有上限。	使各省和电力公司优先考虑使用低排放资源。限制未来对煤炭的投资，推动各省更多进口电力，发展天然气、核能或可再生能源。	向更高效的发电转变，除非碳市场基准设定中考虑到这些地区的煤炭消费限制，否则会产生盈余配额。这些通常较富裕的省份将有盈余配额，并可能会将盈余出售给较贫穷的低能效地区，造成反向的财富转移。

## 关于中国碳市场可能演变方向的讨论

## 碳市场配额分配设计应随着碳市场角色的变化而变化

中国全国碳市场将在现有的一套复杂政策和法规的范围内运行，这些政策和法规旨在实现能源安全和价格合理性、环境保护、社会经济和气候变化等多种目标。在控制和减少排放的同时，碳排放权交易机制的排放配额分配设计也可以服务于这些不同的目标。

虽然上一节对碳市场配额分配计划草案的深入静态分析给出了重要的发现和建议，但碳市场将在动态环境中发展。其目标是随着时间的推移持续存在，同时成为支持电力和工业等二氧化碳密集型行业减排的重要气候政策。

因此，碳市场的作用和功能应在其设计中得到仔细考虑和反映。在实践中学习将是不可避免的，这也是所有其他现行碳市场的情况<sup>24</sup>。政策互动广泛多样，既有产生不良影响的风险，也有产生积极协同作用的机会。在碳市场的设计和必要的演变过程中，必须考虑到这些政策及其演变。

发电行业将是第一个被覆盖的行业。**碳市场将需要适应电力行业的变化**，这包括正在进行的电力市场重大改革<sup>25</sup>，特别是在电力调度方面，目前大多数省份仍然根据三公调度规则进行管理。碳市场还必须应对其他政策，如去过剩产能计划、节能和空气污染物标准或可再生能源配额制。

本节探讨了一些原则，特别是在关于配额分配设计方面，以供碳市场在长期减少发电行业排放方面发挥主要作用考虑。

目前的碳市场分配基准是一个很好的起点，可以让中国积累经验，提高监测和数据质量。然而，还需要采取进一步行动，以实现二氧化碳排放强度的持续下降。

<sup>24</sup> 见国际能源署(即将出版), Implementing Effective Emissions Trading Systems to Reduce GHG Emissions [实施有效的排放交易体系以减少温室气体排放].

<sup>25</sup> 更多细节见国际能源署 (2018), Power Sector Reform in China [中国电力行业改革].



## 中国碳市场在支持电力系统转型方面可以发挥关键作用

在如中国等按排放强度分配配额的碳市场中，无论是由于国内生产总值增长、经济结构变化还是能源效率措施，电力需求的变化对发电行业的二氧化碳排放强度的影响有限。

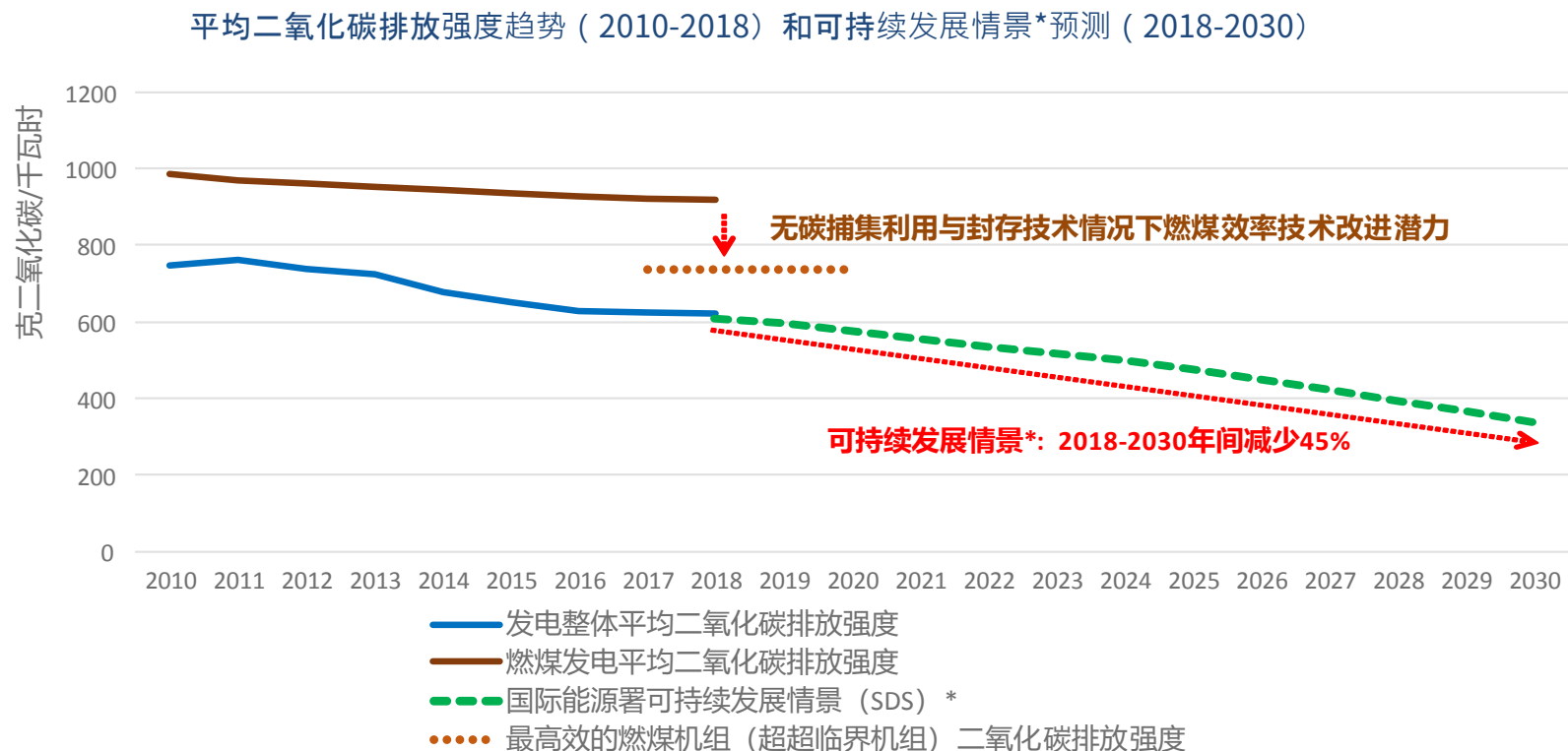
发电行业的二氧化碳排放强度将主要通过提高不同化石燃料发电技术的效率、煤改气以及增加可再生能源、核能和碳捕集利用与封存等低碳发电的份额等降低。事实上，自 2010 年以来，低碳能源，特别是水力资源的使用，一直是降低电力二氧化碳排放强度的主要驱动力。

在中国，由于对可再生能源和核能的支持政策，包括以装机规模为基础的目标，低碳发电的份额将增加。再加上电力需求的较低增长，即使不进行煤改气或提高效率，也将大大降低发电的整体二氧化碳排放强度。根据目前的碳市场配额分配计划草案，低碳技术的部署独立于碳市场进行。尽管如此，**碳市场在降低碳排放强度和改变电力行业方面仍能发挥重要作用。**

**结合电力市场化改革，碳市场可以提高燃煤电厂的效率。**在 900 克二氧化碳/千瓦时的燃煤机组平均二氧化碳排放强度与 740 克二氧化碳/千瓦时的最高效超超临界机组（在满负荷运行水平下）的平均二氧化碳强度之间仍然存在显著差距。碳市场可以通过更严格的基准，以及鼓励发电运行从低效机组转向高效机组，帮助缩小差距。然而，这就需要改变现行的电力调度规则；每年以三公原则为基础预先决定的调度模式限制了机组调整运行的能力。

**通过不同的分配设计，碳市场可推动煤电技术向低碳技术的转变（图 24）。**通过提供有力的价格信号，碳市场可以直接推动从燃煤技术向低碳技术，特别是向风能和太阳能光伏技术的转变，同时支持天然气和碳捕集利用与封存技术的部署。这需要改变碳市场的配额分配设计，例如减少基准数量，最终形成一个涵盖所有发电技术的统一基准。届时，碳市场可能成为发电行业脱碳的主要驱动力。

图 24：燃煤发电效率的提高潜力有限：发电结构的变化将成为降低二氧化碳排放强度的关键驱动力



IEA. All rights reserved.

注：\*国际能源署的可持续发展情景（SDS）概述了全球能源系统的重大变革，以同时实现三大能源相关的可持续目标（清洁空气污染、能源可及性、气候变化）。在可持续发展情景中，中国的能源系统到 2050 年将发生重大变化，以符合中国的生态文明愿景。至 2030 年，可持续发展情景中电力行业的二氧化碳排放强度降至 340 克/千瓦时，比 2018 年的 613 克/千瓦时下降 45%。

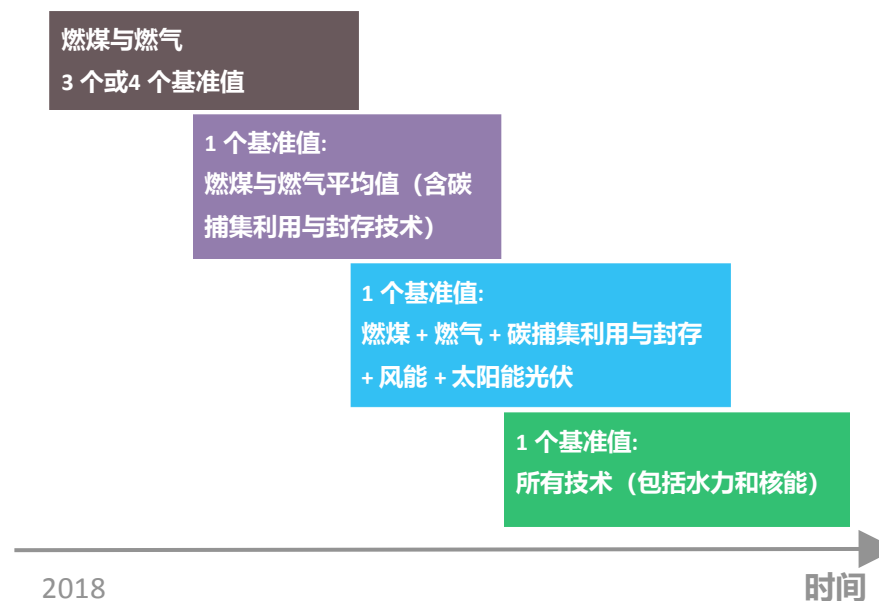
## 多步规划将鼓励燃料和技术的转换

研究表明，单一基准将是发电行业最高效和最有效的基于产出的配额设计<sup>26</sup>。然而，在缺乏碳市场发展的明确路线图的情况下，可能会有强大的阻力，阻止相关实体向单一基准趋同。

多步规划将使技术基准能够逐步向统一的发电行业基准趋同，同时明确时间线和阶段（图 25）。多步规划可以逐步合并燃煤和燃气基准，包括配备碳捕集利用与封存技术的机组，然后包括风电和光伏，最后整合所有可再生能源和核能。二氧化碳密集型发电技术的配额盈余将逐渐消失，化石燃料技术将出现更大的赤字，而低碳技术将获得盈余。

这种方法整合并优化了脱碳的“三大支柱”，即化石燃料效率、化石燃料组合和低碳技术的应用。这也有助于**确定碳市场可以替代或支持的政策**（例如煤耗标准、减少亚临界燃煤电厂、可再生能源支持政策），并为碳捕集利用与封存技术投资和部署提供明确的信号。

### 阶梯式的多步规划理念

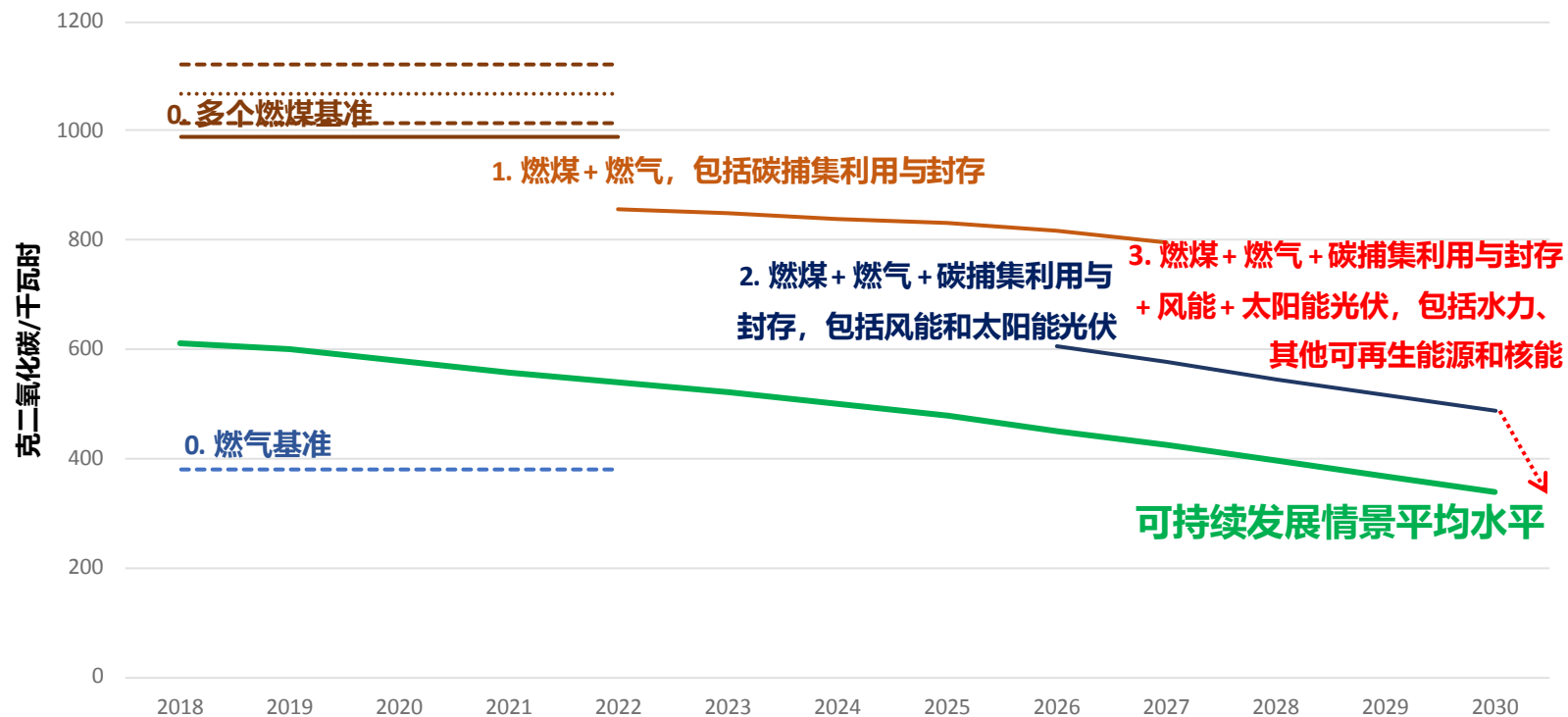


IEA. All rights reserved.

<sup>26</sup> Goulder and Morgenstern (2018), China's Rate-Based Approach to Reducing CO<sub>2</sub> Emissions: Strengths, Limitations, and Alternatives [中国基于比率的二氧化碳减排模式：吸引力，局限性和替代方案], <https://doi.org/10.1257/pandp.20181028>.

图 25：碳市场演进的清晰路线图将支持发电行业基准多步规划的实施

多步规划：逐步合并基准以贴合电力脱碳轨迹



IEA. All rights reserved.

## 碳市场可以为碳捕集利用与封存技术的部署提供支持

鉴于中国庞大而年轻的煤电机组和电力系统结构，目前迅速淘汰煤电是不现实的。

碳捕集利用与封存技术将允许深度电力脱碳<sup>27</sup>，但需要研发和经济激励措施来降低成本并支持大规模部署。国际能源署 2016 年的一份报告<sup>28</sup>得出结论，超过 300 吉瓦的现有燃煤电厂符合适合改造的基本标准（包括二氧化碳储存可能、年限、规模、负荷系数以及燃料源的类型和位置）。

目前，中国已有多个碳捕集利用与封存示范项目投入使用，如上海石洞口碳捕集示范工程、华中大学项目和海丰碳捕集试验平台<sup>29</sup>。此外，一批大型碳捕集利用与封存项目正在开发中，如天津华能—400 兆瓦的整体煤气化联合循环发电系统（IGCC）碳捕集利用项目，年捕获能力为 200 万吨二氧化碳。新疆已提议建设一个潜在的碳捕集利用与封存枢纽。

碳市场可以通过两种方式提供支持碳捕集利用与封存技术部署的适当激励：

1. 采用碳捕集利用与封存技术的煤电和气电机组，应与其他煤电和气电纳入同一基准。盈余配额的经济价值将有助于降低其生产成本。
2. 拍卖配额将创造一个新的收入来源，可用于支持碳捕集利用与封存技术的部署或改造。

监管和基于市场的政策工具的组合也可以相互支持。例如，“十四五”可以为不采用脱碳技术的<sup>30</sup>燃煤电厂确定最长使用寿命，并要求到 2025 年新建燃煤电厂于 2025 年前配备碳捕集利用与封存技术，从而使所有不采用脱碳技术的煤电机组最多能够运行 30 年。碳市场及其收入可以作为碳捕集利用与封存技术在新煤电建设中部署的补贴，也可以作为对已经投入运营的大型年轻机组改造的补贴。

<sup>27</sup> 中华人民共和国科学技术部 (2019), 中国碳捕集利用与封存技术发展路线图 (2019)

<sup>28</sup> 国际能源署 (2016), Ready for CCS Retrofit [准备进行碳捕集利用与封存改造], <https://www.iea.org/reports/ready-for-ccs-retrofit>

<sup>29</sup> Global CCS Institute (n.d.), Global CCS Facilities Database [全球碳捕集利用与封存设施数据库], <https://co2re.co/FacilityData>, 2020 年 5 月 20 日访问。

<sup>30</sup> 不采用脱碳技术的燃煤发电指没有通过任何技术，如碳捕集利用和封存技术（CCUS），来大幅减少其二氧化碳排放的燃煤发电

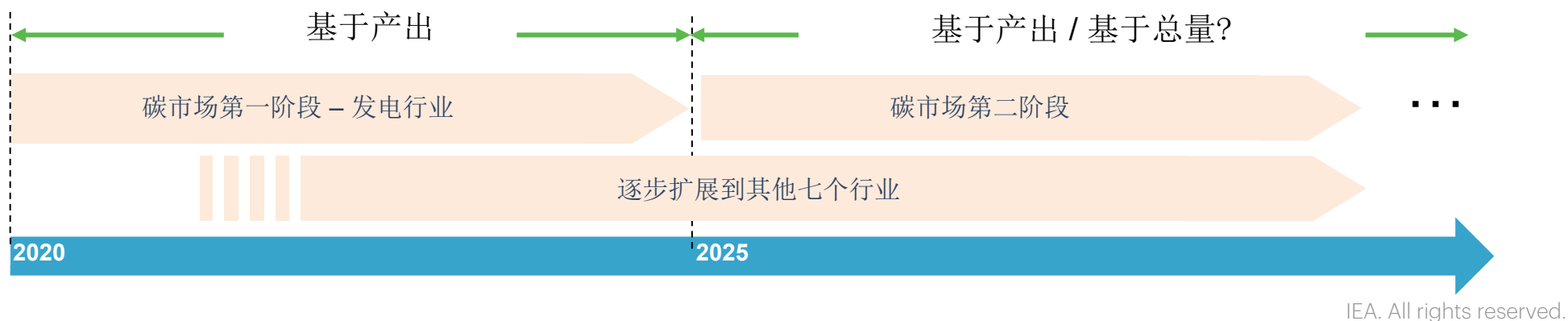
## 通过转向基于总量的分配和扩大行业覆盖范围来限制中国碳市场中的二氧化碳排放

中国计划将其全国碳市场扩展到其他七个行业（石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸和国内航空）。

在扩大到其他行业时，基于基准的产出配额分配将变得越来越复杂。此外，确保来自不同经济行业所涉实体之间的减排努力的公平性将可能变得更具挑战性。

因此，碳市场向其他行业的扩张可能导致第二阶段采用新的碳市场设计，例如，从基于产出的碳市场转变为类似于欧盟碳市场的基于总量的碳市场。

碳市场的这一变化需要对政策进行重大改革。然而，第一阶段和碳市场试点的经验、数据质量的提高和覆盖实体监测其排放量的能力的增强，都可以促进和支持改革。

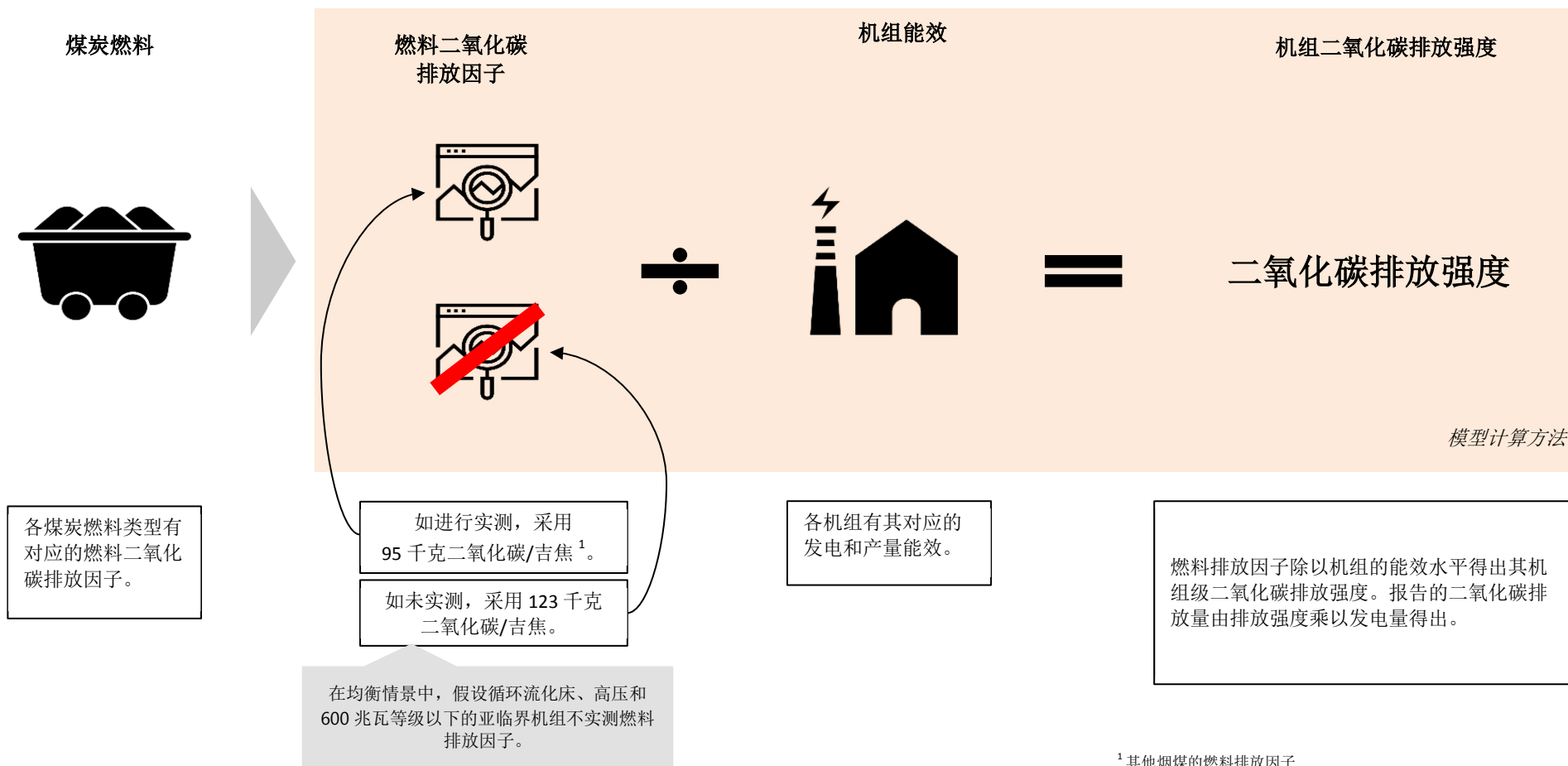


---

# 附录

---

图 26：分析中对机组级二氧化碳排放强度的计算





## 首字母缩略语和缩写

ACCA21	中国 21 世纪议程管理中心	MEE	中华人民共和国生态环境部
CAGR	复合年均增长率	MFA	中华人民共和国外交部
CCUS	碳捕集利用与封存	MIIT	中华人民共和国工业和信息化部
CDM	清洁发展机制	MOF	中华人民共和国财政部
CEC	中国电力企业联合会	MOST	中华人民共和国科学技术部
CFB	循环流化床	MRV	测量、报告和核查
CHP	热电联产	NBS	中华人民共和国国家统计局
C	碳	NDC	国家自主贡献
CO <sub>2</sub>	二氧化碳	NDRC	中华人民共和国国家发展和改革委员会
ECC	国际能源署环境与气候变化部	NEA	中华人民共和国国家能源局
EPCRS	能源生产和消费革命战略	NO <sub>x</sub>	氮氧化物
ETS	碳排放交易体系/碳排放权交易市场	PV	光伏
EU	欧盟	R&D	研发
FYP	五年规划	RE	可再生能源
GDP	国内生产总值	SASAC	中华人民共和国国务院国有资产监督管理委员会
GHG	温室气体	SDS	可持续发展情景
HP	高压	SO <sub>2</sub>	二氧化硫
IEA	国际能源署	SOE	国有企业
IGCC	整体煤气化联合循环	SPIC	国家电力投资集团
IPCC	政府间气候变化专门委员会	UNFCCC	联合国气候变化框架公约

## 术语表

CNY	人民币
g	克
GJ	吉焦（十亿焦耳）
gsce	克标煤
Gt	十亿吨
GW	吉瓦
kg	千克
kWh	千瓦时
Mt	百万吨
MW	兆瓦
MWh	兆瓦时
PJ	千万亿焦耳
t	吨
TJ	万亿焦耳
TWh	太瓦时

## 参考文献

- 中国电力企业联合会 (2019), 中国电力行业年度发电报告 2019, 中国建材工业出版社, 北京.
- 中国电力企业联合会 (2018), 电力行业应对气候变化进展 (2017-2018), 中国电力出版社, 北京.
- ETS in China (2017), NDRC Issued Internal Draft Allowance Allocation Plans for Three Sectors [国家发展和改革委员会公布三行业全国碳交易市场配额分配方案讨论稿], <https://ets-china.org/news/ndrc-internally-issued-the-draft-allowance-allocation-plans-for-three-sectors/>
- Global CCS Institute (n.d.), Global CCS Facilities Database [全球碳捕集利用与封存设施数据库], <https://co2re.co/FacilityData>, 2020 年 5 月 20 日访问.
- Goulder, L. H. and R. D. Morgenstern (2018), China's Rate-Based Approach to Reducing CO<sub>2</sub> Emissions: Attractions, Limitations, and Alternatives [中国基于比率的二氧化碳减排模式：吸引力，局限性和替代方案], AEA Papers and Proceedings, Vol. 108, pp.458-462, <https://doi.org/10.1257/pandp.20181028>
- 国际能源署(即将出版), Implementing Effective Emissions Trading Systems to Reduce GHG Emissions [实施有效的排放交易体系以减少温室气体排放]
- 国际能源署 (2019a), CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 2019 [来自燃料燃烧的二氧化碳排放 2019], <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-from-fuel-combustion-2019>
- 国际能源署 (2019b), World Energy Outlook 2019 [世界能源展望 2019], <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
- 国际能源署 (2019c), World Energy Balances 2019 [世界能源平衡 2019], <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-2019>
- 国际能源署 (2018), Power Sector Reform in China [中国电力行业改革], <https://www.iea.org/reports/power-sector-reform-in-china>
- 国际能源署 (2016), Ready for CCS Retrofit [准备进行碳捕集利用与封存改造], <https://www.iea.org/reports/ready-for-ccs-retrofit>
- 联合国政府间气候变化专门委员会 (2006), 2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南, [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf); [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)

中华人民共和国生态环境部 (2019a), 2019 年发电行业重点排放单位 (含自备电厂、热电联产) 二氧化碳排放配额分配实施方案 (试算版), <http://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/201909/W020190930789281533906.pdf>

中华人民共和国生态环境部 (2019b), 关于做好 2019 年度碳排放报告与核查及发电行业重点排放单位名单报送相关工作的通知, [http://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202001/t20200107\\_757969.html](http://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202001/t20200107_757969.html)

中华人民共和国科学技术部 (2019), 中国碳捕集利用与封存技术发展路线图 (2019), 中国科技出版社, 北京.

中华人民共和国国家统计局 (2019), 中国统计年鉴 2018, <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2018/indexeh.htm>

中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2016a), 能源发展“十三五”规划, <http://www.gov.cn/xinwen/2017-01/17/5160588/files/595b9ac5f61d46c4828b99404578eba5.pdf>

中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2016b), 电力发展“十三五”规划, <http://www.gov.cn/xinwen/2016-12/22/5151549/files/696e98c57ecd49c289968ae2d77ed583.pdf>

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2011), 省级温室气体清单编制指南 (试行),

<http://www.cbcsd.org.cn/sjk/nengyuan/standard/home/20140113/download/shengjiwenshiqiti.pdf>

普氏能源资讯 (2019), UDI 世界电厂数据库 (WEPP), 2019 年 3 月版.

Slater, H. et al. (2019), 2019 China Carbon Pricing Survey [2019 年中国碳价调查], 中国碳论坛, 北京, <http://www.chinacarbon.info/wp-content/uploads/2019/12/2019-China-Carbon-Pricing-Survey-Report.pdf>

中华人民共和国国务院 (2015), 关于进一步深化电力体制改革的若干意见 (中发〔2015〕9 号) 中华人民共和国国务院, 北京, <http://www.ne21.com/news/show-64828.html>

## 致谢

国际能源署环境与气候变化部能源与气候政策分析专家兼中国碳排放交易系统项目协调员 Cyril Cassisa 负责本报告的编写工作。

报告由 Cyril Cassisa 和 David Fischer 共同撰写。本报告还得益于陈秀杉、Davide D' Ambrosio、Julia Guyon、Luca Lo Re、缪尔谥、Brent Wanner、Daniel Wetzel 和张鸿宇在分析和数据方面的支持和贡献。

国际能源署署长高级顾问安丰全、环境与气候变化部主任 Sara Moarif、中国合作部主任 Alan Searl（习爱龙）和可持续发展、技术和展望局局长 Mechthild Wörsdörfer 为报告提供了宝贵的意见、反馈和指导。

国际能源署的多位现任和前任同事，包括 Marco Baroni, Adam Baylin-Stern, Carlos Fernandez Alvarez, César Alejandro Hernández Alva, Nikolaos Kordevas, Rebecca McKimm, Janet Pape 和 Michael Waldron 也为报告的撰写做出了宝贵贡献。

本研究是在国际能源署“清洁能源转型项目”（Clean Energy Transition Programme）的支持下进行的。作者感谢“清洁能源转型项目”的各位资助方，尤其是法国开发署（AFD）的支持。

作者还要感谢多方外部专家的宝贵意见，他们包括：Philip Andrews-Speed（新加坡国立大学）、Christophe de Gouvello（世界银行集团）、范英（北航大学）、Neil Hirst（帝国理工学院）、Stephane His（法国开发署）、Tom Howes（欧洲联盟委员会）、惠婧璇（国家发展和改革委员会能源研究所）、康俊杰（自然资源保护协会）、李想（落基山研究所）、林明彻（Alvin Lin）（自然资源保护协会）、林江（劳伦斯伯克利国家实验室）、吕学都（亚洲开发银行）、胡敏（创新绿色发展中心）、Thomas Roulleau（法国开发署）、Kaare Sandholt（国家可再生能源中心）、Aurelie Sol（法国开发署）、王昊（美国环保协会）、王庶（ICF 国际咨询公司）、翟永平（亚洲开发银行）、张达（清华大学）、张晶杰（中国电力企业联合会）、张瑞卿（电力规划设计总院）、张希良（清华大学）和赵小鹭（美国环保协会）。

Andrew Johnston 编辑了本报告。作者也感谢国际能源署中国合作部、陈秀杉、罗荟霖（清华大学）和张鸿宇（清华大学）将本报告翻译成中文。作者感谢国际能源署通信和数字办公室，特别是 Astrid Dumond、Therese Walsh、Christopher Gully、Clara Vallois、Isabelle Nonain-Semelin 和 Katie Lazaro 在报告的编辑和发布过程中提供的宝贵帮助。

# INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

---

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 30 member countries, 8 association countries and beyond.

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)

Source: IEA. All rights reserved.  
International Energy Agency  
Website: [www.iea.org](http://www.iea.org)

## **IEA member countries:**

Australia  
Austria  
Belgium  
Canada  
Czech Republic  
Denmark  
Estonia  
Finland  
France  
Germany  
Greece  
Hungary  
Ireland  
Italy  
Japan  
Korea  
Luxembourg  
Mexico  
Netherlands  
New Zealand  
Norway  
Poland  
Portugal  
Slovak Republic

Spain  
Sweden  
Switzerland  
Turkey  
United Kingdom  
United States

## **IEA association countries:**

Brazil  
China  
India  
Indonesia  
Morocco  
Singapore  
South Africa  
Thailand

This publication reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of individual IEA member countries. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication. Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA Publications

International Energy Agency

Website: [www.iea.org](http://www.iea.org)

Contact information: [www.iea.org/about/contact](http://www.iea.org/about/contact)

IEA. All rights reserved.

Typeset in France by IEA – June 2020

Cover design: IEA

Chinese Translation of *China's Emissions Trading Scheme: Designing efficient allowance allocation*

此执行摘要原文用英语发表。虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。



lea