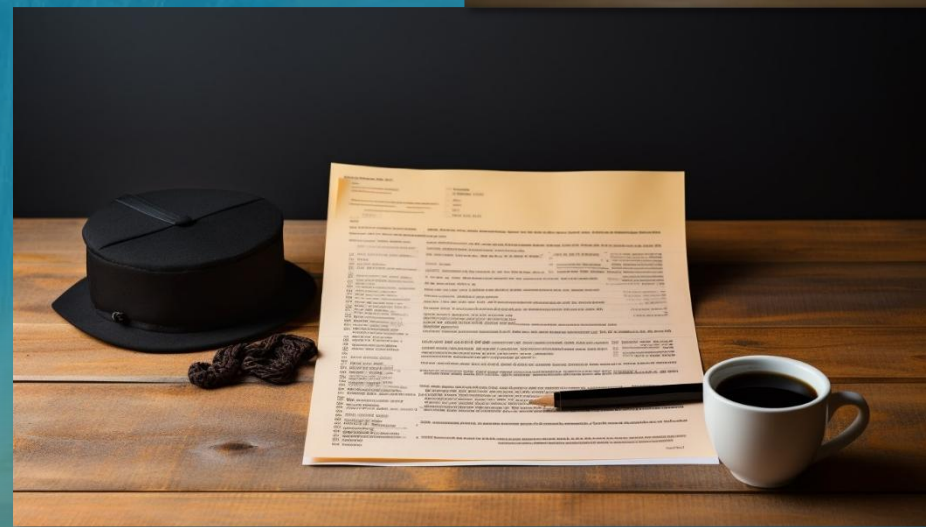


建立三方机制 推进低碳化改造 努力实现煤电清洁低碳智慧供热

中电联首席专家 中国华电原副总会
陈宗法

2025年5月27日



内容

- 一、对煤电进行低碳化改造大势所趋；
- 二、煤电企业低碳化改造面临的挑战；
- 三、建立三方机制，推进低碳化改造，努力实现煤电清洁低碳智慧供热。



我国发电供热基本情况及煤电的地位

◆煤电仍是我国近中期电热保供的“顶梁柱、压舱石”。

截止2024年底，全国电力装机33.5亿千瓦，增长14.6%。其中，煤电装机11.9亿千瓦，占全国总装机的35.5%，热电联产机组占比达到50%以上。尽管新能源装机（14.1亿千瓦）超过煤电，但煤电仍提供了全国55%的发电量，70%的顶峰能力和近80%的调节能力；同时，是现阶段我国最经济可靠的热力供应主体，是我国民生采暖和工业用热重要的热源保障。超低排放改造的煤电机组已超过10亿千瓦，占全国煤电装机90%以上，大气污染物排放量下降90%以上，建成了全球最大的清洁煤电供应体系。

全国供热量由2020年的41亿吉焦增长至2023年的56.9亿吉焦*，增幅38.76%。

- 按热源类型分为*：集中供热以热电联产为主（62.9%）、区域锅炉房为辅（35.75%），其他清洁低碳供热方式正在有序突破（生物质、地热能、风光电、核能、电能、空气热泵等约占2%）。
- 按供热方式分为：直供（超50%），趸售，二者兼有。
- 按企业性质分为：独立热源，独立热网，网源一体（约占50%）。
- 按用热性质分为：居民采暖供热（超50%），工业供热。

一、对煤电进行低碳化改造大势所趋

- ◆ 2024年7月，国家发改委、能源局联合印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》，要求煤电机组通过生物质掺烧、绿氨掺烧以及碳捕集利用与封存等三种路径降碳，并提出了到2025年度电碳排放水平比2023年降低20%左右，到2027年比2023年降低50%左右，接近燃机碳排放水平。
- ◆ 2025年4月，国家发改委、能源局联合印发《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027年）》，要求在充分衔接“三改联动”基础上，以“深调峰、快调节、强支撑、宽负荷、高韧性、低排放”为主线任务，从清洁降碳、安全可靠、高效调节、智能运行等四个方面建立健全煤电技术指标体系，对现役机组、新建机组和新一代煤电试点示范机组提出了差异化的碳减排实施标准。
- ◆ “双碳”目标下，国家推进煤电低碳化改造与新一代煤电升级专项行动，不仅非常必要、意义重大，而且大势所趋、能改尽改*。

1、应对气候变化、推动清洁转型、实现碳中和，成了全球的“普遍共识”和“一致行动”*。

- ◆ 近年来，全球气温升高、冰川融化加剧，关系到人类的生存发展。
- ◆ 我国已经成为世界能源发展转型和应对气候变化的重要推动者。
- 2020年，在国际上作出实现“双碳”目标的庄严承诺；
- 2021年，提出构建以新能源为主体的新型电力系统；印发“双碳”目标核心文件，建设清洁低碳、安全高效能源体系，实施碳达峰十大行动。
- 2022年，党的二十大提出加快规划建设新型能源体系，确保能源安全。
- 2024-2025.4，我国明显加快了全面绿色转型以及节能降碳行动步伐。随着“十五五”碳达峰决胜期、2030年后碳中和新阶段的逼近，面对“时间短、任务重”的矛盾，国家接连发布了《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》《产品碳足迹核算标准编制工作指引》《2024—2025年节能降碳行动方案》。2024年我国单位国内生产总值能耗降幅完成超过3%，2025年要求继续降低3%左右*。
- ◆ 发电供热领域煤电如何减碳、脱碳，实现“净零排放”，将首当其冲，也是重中之重。

【链接】《阿联酋COP28共识》：摆脱化石燃料

控制温室气体排放是全人类的普遍共识、共同事业与一致行动。

- ◆ 2021年11月，《格拉斯哥气候公约》，所有国家都同意“逐步减少”使用无碳捕获和储存的煤炭；
- ◆ 2022年11月，埃及COP27落幕，同意设立一个气候赔偿基金，以补偿因气候变化引发的灾害所导致的损失和损害。
- ◆ 2023年12月14日，阿联酋COP28落幕，190个国家与地区达成共识：
 - 到2030年，全球可再生能源产能翻一番，全球能源效率年均提高率翻一番；
 - 加快淘汰不减排的煤电；
 - 在本世纪中叶或更早的时间里，全球加速努力实现净零排放能源系统，使用零碳和低碳燃料；
 - 以公正、有序和公平的方式在能源系统中摆脱化石燃料，在这关键的十年里加快行动，以便在2050年前实现净零排放。
- ◆ 2024年11月22日，阿塞拜疆巴库COP29落幕，198个国家与地区就新的气候融资集体量化目标（3000亿美元）、全球碳市场机制等议题达成共识。

2、煤电是我国减污降碳、实现“双碳”目标的“主要抓手”。

◆经过多措并举，我国电力行业碳排放量增长有效减缓*。

- 对煤电机组实施一系列升级改造，包括脱硫脱硝改造、除尘改造，超低排放改造，以及节能降耗改造、供热改造、灵活性改造；
- 大量关停落后老小煤电机组，不断提升新建煤机的技术参数；
- 大力发展以风光电为代表的可再生能源；
- 积极推进多元清洁供热。

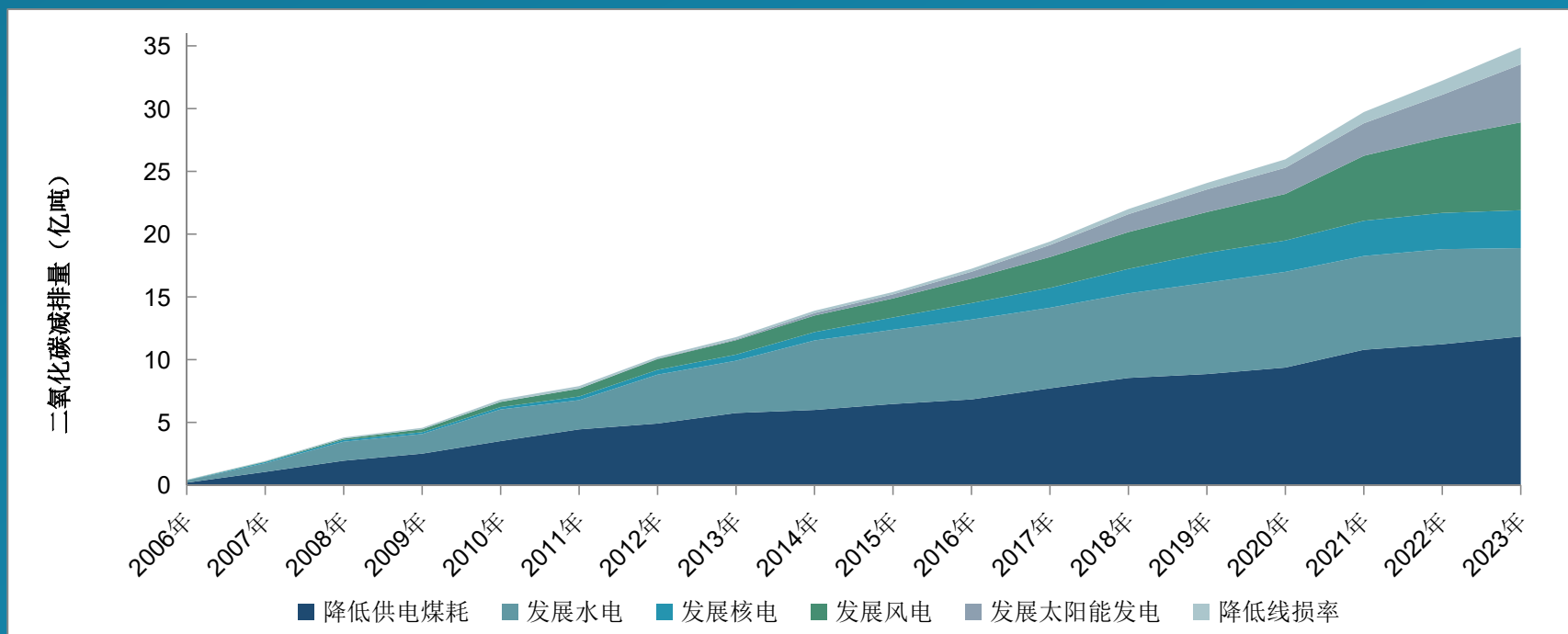
◆应对气候变化、实现“双碳”目标，必须“两手抓、两手硬”。

- 一方面，要继续“扩绿、增长”，跑出可再生能源发展加速度，加快清洁替代步伐，进一步“稀释”电力行业碳排放强度*；
- 另一方面，要加大“降碳、减污”力度，加快推进煤电低碳化改造步伐，努力减少并“根治”电力行业碳排放总量。

【链接】我国电力行业碳排放量增长有效减缓

中电联统计，以2005年为基准，2006-2023年电力行业累计减少CO₂排放约282亿吨。其中，非化石能源发展贡献率为57.9%，降低供电煤耗贡献率为39.7%，降低线损率贡献率为2.4%。

2006-2023年各种措施减少二氧化碳排放情况（以2005年为基准年）



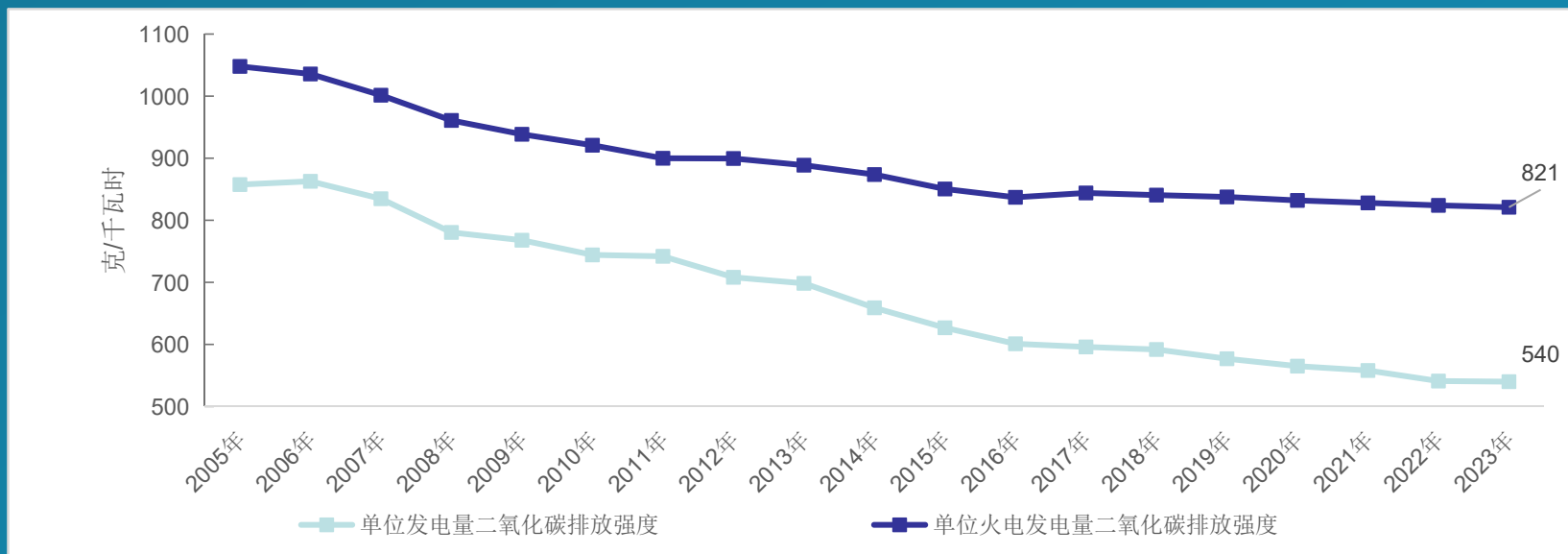
3、低碳化改造是煤电长期生存发展的“底气”。

- ◆ 我国煤电能否行稳致远，能否部分存续到2060碳中和阶段#，持续发挥“保供应、促消纳”的作用，关键取决于煤电自身能否实现清洁低碳转型。
- 一方面，2005年以来，我国电力行业碳排放强度持续下降，煤电技术经济指标逐步达到了世界先进水平*。
- 另一方面，我国煤电存量巨大，增量还在增加，在部分省份仍发挥着电力基荷作用，在北方地区传统燃煤供暖仍占绝对地位*，煤电是电热行业碳排放的最大来源，也是其常受诟病的最大“软肋”。
- ◆ 随着碳配额成交均价的大幅上升，碳排放履约第三周期的执行、碳排放配额发放的收紧（下降1%）以及盈余配额一定比例的强制出售，碳排放成本将日益成为影响煤电企业盈亏及能否可持续发展的一个重要砝码*。
- ◆ 三中全会《决定》要求建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制。因此，亟需高度重视、专门部署，推动煤电低碳化改造，增强生存发展的底气。

【链接】我国电力行业碳排放强度持续下降，煤电仍是碳排放的最大来源

- 2023年*，全国单位火电发电量CO₂排放约821克/千瓦时，比上年降低0.36%，比2005年降低21.7%；单位发电量CO₂排放约540克/千瓦时，比上年降低0.18%，比2005年降低37%。
- 2023年，我国一次能源消费总量达57.2亿吨标煤，煤炭占比55.3%；CO₂排放量约123亿吨，约占全球总排放量374亿吨的1/3*。能源领域碳排放占全国碳排放总量的80%以上，其中电力碳排在能源行业中占比超过50%，且绝大部分来源于煤电。

2005-2023年电力行业二氧化碳排放强度



二、煤电企业低碳化改造面临的挑战

◆推进低碳化改造，将逐渐成为煤电企业不得不做好的“必修课”。

- 应对气候变化、推进能源清洁转型、实现“双碳”目标、建设美丽中国；
- 构建“两新”体系、实现能源安全保供、支撑社会经济发展；
- 重塑煤电企业形象、增强煤电竞争力、保障煤电存续空间。

◆煤电企业要落实《行动方案》也绝非易事，面临重大挑战。

一是煤电迎来转机，但家底不厚、区域不平衡，相当一部分企业还没有从根本上摆脱困境，特别是供热企业。

- ◆ 2023年以来，我国煤电在巨大挑战中迎来新的转机——“煤电产业扭亏为盈、新增装机止跌回升”，总体趋势好转*。
- ◆ 煤电扭亏增盈是初步的、不全面、不自主的；装机回升也是为解决电力缺口、响应政府号召的权宜之计，仍需从根本上解决困难。
- 燃煤发电业绩净亏损*。2021-2024年五大集团燃煤发电业绩反弹，但盈亏相抵，净亏损263亿元。2024年，燃煤发电亏损面仍有三分之一左右，集中在东北、西南、陕西、山西等区域。
- 供热板块连年亏损*。2021-2024年五大发电集团热力板块累计亏损超千亿元（1084亿元），一些供热企业难以为继。东北个别民营供热企业出现弃供段供现象。
- ◆ 目前，煤电在巨大挑战中出现新的转机，应该说推进时机不错，但要投入低碳化改造资金，还是力不从心，捉襟见肘，亏损企业更是如此。

【链接】燃煤发电业绩勾型反弹、热力板块持续亏损

◆五大发电集团燃煤发电业绩——“勾型反弹”

- 2021年“巨亏”。亏损1083亿元，亏损面高达80%以上；发电行业出现“净亏”。
- 2022年“减亏”。亏损470亿元，但亏损面仍超60%；发电行业开始“由亏转盈”。
- 2023年“扭亏”。扭亏为盈569亿元，亏损面下降到45%；发电行业“盈利改观”。
- 2024年“增盈”。实现利润721亿元，亏损面下降到33%左右；发电行业“业绩创新高”。
- 2021-2024年燃煤发电累计业绩：“两年盈利、两年亏损，盈亏相抵，净亏损263亿元”。

◆五大发电集团热力板块业绩——“持续亏损”

- 2021年亏损277亿元；2022年亏损314亿元；2023年亏损262亿元；2024年亏损231亿元。
- 2021-2024年，热力板块累计亏损超千亿元（1084亿元）。

二是煤电低碳发电是世界性的难题，更是我国“难啃的骨头”，技术性、经济性、安全性及应用场景仍受到挑战。

- ◆ 随着新能源的快速发展，进一步研发、突破燃煤发电技术，建设新型煤电，实现灵活发电、高效发电、清洁发电、低碳发电、智能发电，以及清洁智慧供热，成了世界各国的共同课题。
- ◆ 我国对煤电机组进行了一系列升级改造，取得明显成效。
 - 通过超低排放改造基本实现了清洁发电；
 - 通过超超临界、二次再热及热电联产技术基本实现了高效发电（当然在深度调峰下又出现新的问题）；
 - 正在通过灵活性改造与灵活性制造技术实现灵活发电；
 - 正在通过人工智能、数字化技术实现智能发电。

◆ 低碳发电供热没有根本性突破，几乎成了世界性的难题。

- CCUS技术虽然取得一些进展，但其技术性、经济性、安全性及应用场仍受到各种限制与挑战，减少的CO₂数量也相当有限*。
- 绿氨掺烧已引起重视，处于起步阶段，目前在开展中试和工业验证试验*，但其全流程经济性和运行风险仍需深入分析和评估。
- 生物质掺烧是实现有机固废安全、经济、高效和环保利用的重要途径，但面临原料来源、预处理设备及“大比例掺烧”后超高参数锅炉设备问题。

◆ 我国要实现电力领域碳中和，必须加大资金投入、创新技术，啃下煤电低碳化改造建设这块“难啃的骨头”。

- 欧美经历了油气时代，燃气电量占比高（美国占37%、欧盟占27%），燃煤发电量占比低（美国占16%、欧盟占12%），且制定了煤电退出计划*，能较早实现碳中和。
- 我国资源禀赋刚好相反，煤电占比高，气电占比低，且相当长一段时期内仍将依赖煤电。一般燃煤CO₂排放量比燃气高53.5%。我国煤电2030年有可能增加到15亿千瓦左右，如果不减碳，一年CO₂排放量将在40亿吨以上。

【链接】三种低碳化改造技术路线比较

◆ 生物质掺烧

技术相对成熟，安全性、经济性较好，但涉及资源供应、收集半径问题，以及预处理设备规模化/标准化/长寿命问题，“大比例耦合”后超高参数锅炉设备受热面高温腐蚀等问题；

◆ 绿氨掺烧

处于探索阶段，项目所在地应具备丰富的可再生能源资源及可靠稳定的绿氨来源，目前短期内成本高昂，有望在中远期得到推广应用；

◆ CCUS

采用化学法、吸附法、膜法等技术分离捕集燃煤锅炉烟气中的CO₂，实施高效驱油、制备甲醇等资源化利用，或因地制宜实施地质封存，但存在能耗高、影响发电效率以及应用场景的限制。

三是赋予煤电企业多重目标与任务，难以统筹兼顾、综合平衡、求得最优解。

- ◆ 煤电企业尽管面临挑战不少、发展前景不看好，但同样要承担“增量适度发展、存量升级改造、落后关停备用”等多项任务，
- ◆ 煤电改造多年来不断升级，已从污染控制，到灵活性提升，再到低碳化改造，最终进入“新一代煤电升级行动”，煤电正成为“能屈能伸、能上能下、能粗能细”的“多能型选手”^{*}，既要顶峰，又要深调；既要爬坡，又要惯量；既要可靠，又要灵活；既要高效，又要低碳；既要发电供热保供应，又要保障新能源消纳与发展；既要增量发展，又要关停备用，以适应“双碳”目标下新型电力系统建设需要。
- ◆ 在实际工作中，煤电面对多重目标与各种要求，如何统筹兼顾、综合平衡，求得最优解，实现“发电、供热、调峰、备用”的有机统一，发挥“保供应、促消纳、稳系统”的作用，体现“容量价值、调节价值、环保价值、电量价值”，是一项决策难度极高的挑战。

【链接】国家赋予煤电企业多重目标与任务

◆《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》

要求推进新一代煤电升级行动，“以清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰为主线任务，推动煤电机组深度调峰、快速爬坡等高效调节能力进一步提升，更好发挥煤电的电力供应保障作用，促进新能源消纳”。

◆《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027年）》。

- 在充分衔接“三改联动”基础上，以“深调峰、快调节、强支撑、宽负荷、高韧性、低排放”为主线任务，从四个方面建立健全煤电技术指标体系，并要求各省按现役机组、新建项目、新一代煤电试点示范制定方案、分类实施。
 - ① 安全可靠是基本前提（保供期申报出力达标率、保供期非计划停运次数等2项指标）；
 - ② 高效调节是核心目标（供电煤耗、低负荷煤耗攀升幅度、深度调峰最小出力、负荷变化速率、一次调频、启停调峰等6项指标）；
 - ③ 清洁降碳是重要方向*（对现役机组、新建机组、新一代煤电试点示范分别提出了差异化的碳减排实施标准：鼓励低碳改造、预留改造或直接低碳建设、考核度电碳排放强度）。
 - ④ 智能运行是重要支撑（智能控制、智能运维、智能决策等3项指标）。

四是煤电市场化程度高，有关优惠政策、专项举措不能象过去一样落实到位。

- ◆ 为应对低碳化改造在投入、技术、成本以及适用场景等方面的挑战，《行动方案》提出了“**四个方面**”的支持政策，包括**资金支持、政策支撑、电网调度、技术创新**，以及**建立政府、企业、用户三方共担机制**。
- ◆ 目前，**煤电**既参与中长期、现货市场交易，也参与辅助服务市场交易，还参与跨区跨省的省间市场交易，是所有电源中参与市场交易最早、市场化程度最高的。这意味着**煤电基本随行就市、市场配置资源，价格、电量、营收以及效益的不确定性**。
- ◆ 在煤电全电量市场化交易背景下，过去煤电脱硫脱硝改造、除尘改造以及超低排放改造时采取的标杆电价“**价外加价、单独结算**”方式已不好执行，需要国家有关部门根据新的形势，进一步研究、推出可操作、可落地、能见效的政策。

三、建立三方机制，推进低碳化改造， 努力实现煤电清洁低碳智慧供热。

- ◆ 《行动方案》明确了煤电机组通过生物质掺烧、绿氨掺烧以及CCUS等三种路径降碳，并按照两个时间节点提出了煤电低碳化改造建设工作的目标。
- 到2025年，首批煤电低碳化改造建设项目度电碳排放较2023年同类机组平均碳排放水平降低20%左右，探索有益经验；
- 到2027年，煤电低碳化改造建设项目度电碳排放较2023年同类机组平均碳排放水平降低50%左右、接近燃气发电碳排放水平，起到引领带动作用。
- ◆ 《行动方案》在广泛调研的基础上形成，要求先试点后推广，而且针对三种路径相应设定了实施的条件与范围，既没有强制实施，也没有全国一刀切，体现了既积极又稳妥的原则。

◆如何推进低碳化改造，努力实现煤电清洁低碳智慧供热？

- 多年来煤电企业升级改造的实践证明，只有政策上到位、技术上可行、经济上合算，才能落到实处。
- 煤电低碳化改造建设也不例外，何况其难度更大、代价更高。
- 个人建议：要吸取过去煤电升级改造的经验教训，建立并落实由政府、企业、用户三方共担的机制，有效推进煤电低碳化改造与新一代煤电升级行动，建设新型煤电，既取得新的清洁低碳技术支撑，又提升深度调峰、快速爬坡等高效调节能力，促进煤电更好地发挥发电、供热、调峰、备用的作用，在新型电力系统中担当“保供应、促消纳”的核心角色。

1、国家层面，建议进一步细化煤电低碳化改造建设的支持政策，增强政策的有效性，以调动满足条件的实施主体甚至社会资本的积极性。

- ◆ 《行动方案》提出了加大资金支持力度、强化政策支撑保障、优化电网运行调度、加强技术创新应用等四个方面的保障措施，并探索建立由政府、企业、用户三方共担的分摊机制。
- ◆ 可谓“政策多多、面面俱到”。既体现了政府部门的高度重视，也体现了众筹办事的精神，但实际不好落实。
- ◆ 煤电低碳化改造已进入试点示范阶段，资金投入是头等大事。
- ◆ 个人建议要本着“政府补贴一点，企业承担一点，电价疏导一点”的原则予以解决。

● “政府补贴一点”

建议政府部门可以通过发行超长期特别国债、绿色低碳政府债券、国有资本经营预算、各级政府财政补助等渠道设立“煤电低碳化改造建设专项补助资金”，专款专用，并加强项目统计评估、审计监督。

● “企业承担一点”

尽管煤电企业扭亏为盈时间不长，家底不厚，但承担煤电低碳化改造建设责无旁贷，必须从企业积累、技改投资、银行贷款、债券融资中安排一块资金推进示范项目，建议国资管理部门将其纳入“三新投入”（科技创新、产业焕新、设备更新），并对其给予考核加分和利润加回。当然，保持煤电企业持续盈利是最有效的解决办法，幸运的是2025年煤电企业将迎来“小阳春”。

● “电价疏导一点”

- ① 在目前煤价保持在合理区间（570-770元/吨）的前提下，建议国家有关部门尽可能保持煤电基准价的稳定和热电联产企业合理的利润水平，防止电力市场因新能源的全面入市交易大幅拉低市场电价，以激励生物质掺烧、绿氨掺烧以及CCUS实施主体降碳的积极性。
- ② 建议国家根据煤电新的战略定位、“减量减容”的发展趋势，对煤电企业的容量补偿政策尽早到位，并逐步提高容量电价、辅助服务价格在煤电价格体系中的比重，以稳定煤电企业的盈利预期。

2、企业层面，要结合资源、设备、技术、场景以及经营、发展状况综合分析，研究提出煤电“三改联动”特别是低碳化改造建设的可行性方案，推进新一代煤电升级行动，增强多种功能，创造多维价值，实现可持续发展。

- ◆ 目前，三种技术路线国内都有一些示范项目，技术经济性都不够成熟，且各有利弊*。今后热电联产企业要加大投入与技术创新，开展多技术路线比选，抓好工程示范，继续探索降碳效果大、技术经济性好的单一或多种技术路线耦合的改造建设项目。
- ◆ 针对目前我国供热领域存在的问题，如高参数、多参数清洁低碳供热能力不足，机组热电解耦能力较弱，供热机组顶峰能力不强，灵活设计、制造等上游环节动力不足等，全国各地要创建具有区域特色的供热模式，既要推进大机组长距离集中供暖，也要推进分散多元、清洁低碳、灵活智慧供暖。特别要鼓励采暖供热技术的创新与突破，包括灵活性供热技术、长输供热技术*、清洁低碳取暖供热技术、智慧供热技术、储能储热技术等。

【链接1】积极稳妥推进煤电CCUS示范工程建设与应用

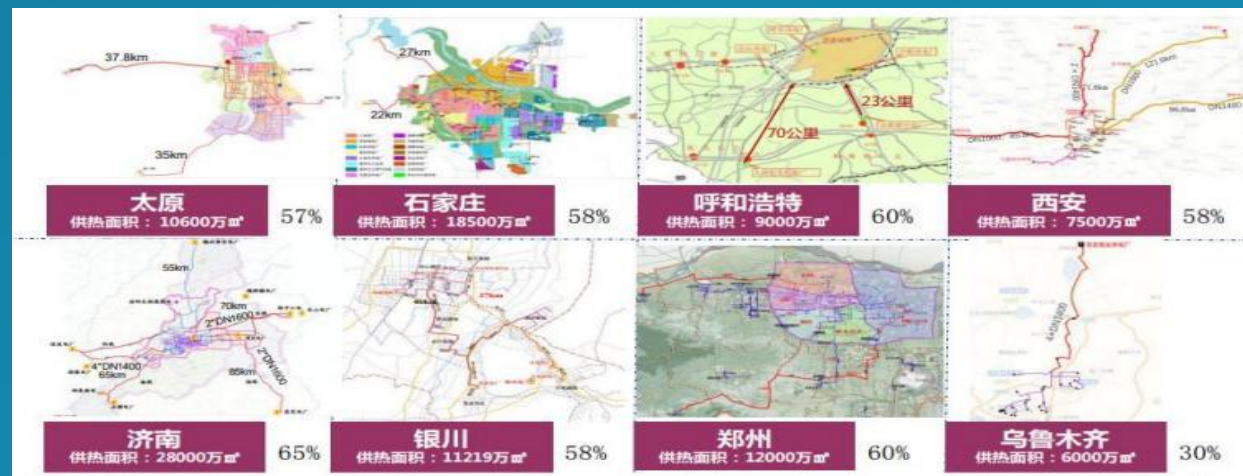
- 目前已投运或在建的CCUS示范项目超过50个，其中煤电建成、在建和拟建的CCUS项目主要有13个，逐步从中小规模迈入百万吨级大规模捕集示范和应用阶段。已建最大：国能泰州50万吨/年CCUS项目*；在建最大：华能陇东150万吨/年CCUS项目；拟建大型：新疆油田200万吨/年；国能锦界、泰州全捕集CCUS项目。

捕集类型	单位	规模(万吨/年)	捕集技术	投运年份
燃烧后	华能高碑店电厂	0.3	化学吸收	2008
	华能上海石洞口电厂	12	化学吸收	2009
	中石化胜利电厂	4	化学吸收	2010
	中电投重庆双槐电厂	1	化学吸收	2010
	华润海丰电厂	2	化学吸收	2019
	华电句容电厂	1	化学吸收	2021
	国能锦界电厂	15	化学吸收	2021
	国电投长兴岛电厂	10	化学吸收	2023
	国能泰州电厂	50	化学吸收	2023
	华能甘肃陇东基地	150	化学吸收	预计2024
	新疆油田	200	化学吸收	已核准
燃烧前	华能天津电厂	10	化学吸收	2015
富氧燃烧	华中科技大学/国能集团	10	富氧燃烧	2014

【链接2】 在北方区域大力推行集中供暖与长输供热技术

- ◆ **集中供暖**。北方城镇加快推进热电联产集中供暖，工业园区加快工业用汽规模化是未来集中供热的发展趋势，可以避免用户自行采暖时产生的浪费和污染，还可以充分利用余热废热，提高能源利用率。
- ◆ **长输供热**。由于火电企业离城市或工业园区有一定距离，需要开展长输供热，长输供热技术是一种高效、节能、环保的供热方式。
- ◆ **推广范围**。15个北方省会城市已有8个将长输供热作为主流供热方式。打破了传统供热半径15公里限制，

典型的长输项目有古交至太原38公里大温差、大落差供热，灵武至银川50公里跨越黄河供热，托克托至呼和浩特69公里远输供热、伊敏77公里供热等。当前，60%采暖供热负荷供热距离介于20 - 100公里。

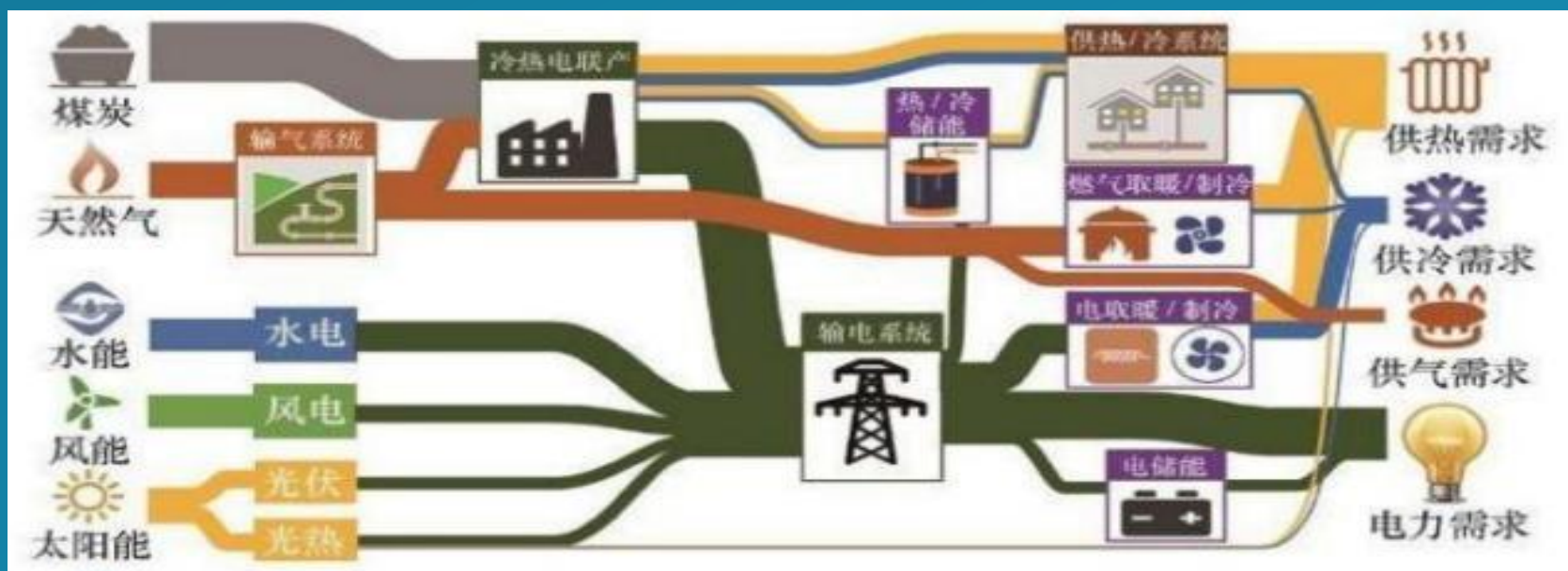


【链接3】 全国各地通过政策引导、市场机制、技术创新，结合资源禀赋，创建分散多元、清洁低碳、灵活智慧的供暖模式。

- ◆ **热泵技术**：陕西榆林市通过“光伏+空气源热泵”模式，新增可再生能源供暖面积15万平方米，农村清洁取暖率达71%。西藏浪卡子县采用“太阳能+跨季节储能”技术，实现9万平方米建筑100%太阳能供暖，年减排二氧化碳近2万吨。
- ◆ **地热能开发**：河北雄安新区利用中深层地热井60口，可再生能源供暖占比达25%，年减碳量相当于种植200万棵树，并通过热计量表全覆盖和AI算法优化，单位面积能耗降低5.82%，用户费用节约15.8%。河南省兰考县通过地热供暖实现清洁取暖率99%，年节约标准煤18.2万吨。储能技术应用
- ◆ **储热技术**：TCL空调的液冷储能系统在华能南通电站项目中，占地面积减少35%，并通过AI算法实现全工况节能。河南郑州百川畅银公司的蒸汽运输车移动储能供热模式则为分散用户提供灵活热源，降低管网建设成本。
- ◆ **多能互补网络**：陕西西安市西咸新区构建“地热能+太阳能+工业余热”的综合能源体系，通过中深层地热、太阳能及储能技术，为69万平方米建筑提供冷暖电一体化服务。
- ◆ **智慧化管理系统**：大兴安岭地区推广“源-网-站-户”全链条智能调控，建设智慧供热平台，实现热源、管网、换热站的实时监测与平衡调节，2025年智慧供热覆盖面积将达500万平方米。

【链接4】持续加快发展基于大数据AI技术的智慧供热系统

- ◆智慧供热是提升供热效率、降低能源消耗、优化用户体验并推动可持续发展的重要途径；
- ◆采用大数据和AI等技术，解决目前供热和发电间的矛盾、实现新型电力系统建设背景下供热系统的智能诊断、智慧运行、智能调度、智能运维与安全监测，实现安全供热、按需供热、精准供热、经济供热。



3、市场层面，推进煤电低碳化改造，实现清洁低碳智慧供暖是一项复杂的系统工程，除了需要政策引导、技术创新、基础设施升级外，还需要市场驱动、区域适配、公众参与，构建以清洁能源为主体、智慧技术为支撑、多元市场为活力的新型供暖体系。

- ◆ 要稳步推进传统供暖领域市场化改革，建立与多元清洁低碳供暖相适应的市场机制。根据2023年国家发改委郑州供热价格座谈会精神，要推进传统供暖领域市场化改革，逐步改变政府单一定价模式，对于煤炭、天然气、核能、风光电、地热、生物质、空气源热泵、电能等不同热源类型，建议分类核定成本、疏导热价，采用“基准热价+煤（气）热价格联动”“供需双方协商定价”“浮动定价、风险分担”等多种热价模式。
- ◆ 要探索建立煤电容量市场，完善辅助服务市场，深化中长期、现货电能量市场，发展跨区跨省的省间交易市场，充分体现煤电的容量、电量、调节、环境等多维价值，保障煤电可持续发展。
- ◆ 要完善碳价和电价传导机制，构建电碳市场协同发展模式。据测算，在碳价涨至100元/吨后，碳排放成本将超过煤电基准价的20%。因此，要借鉴欧盟经验，碳市场形成的市场化碳价以及新能源发展带来的系统成本应通过电价适当向用户传导。

敬请批评指正！

电话：18601086366

