

▶ 重要信息

▶ 专家观点

▶ 成果发布

▶ 舆情研究

▶ 参考文选

# 电力决策与舆情参考

主 办：中国电力传媒集团有限公司

10月30日出版

2020年第42、43期 总第473、474期

## ◆ 碳中和与能源电力转型 ◆

- 卷首语|碳中和愿景下能源电力的使命与担当 ..... 郑徐光 (3)
- 碳中和,中国发展转型的机遇与挑战..... 李俊峰 (5)
- 碳中和目标下中国电力转型战略思考..... 王志轩 (9)
- 碳中和目标下能源转型与煤电退出初探..... 袁家海 (22)
- 推进全国碳市场建设 支撑实现碳达峰目标 ..... 马爱民 王际杰 (33)
- 奔向碳中和的中国碳市场..... 钟 青 (40)
- 推进低碳电气化是实现碳中和的关键  
——“中国电力圆桌”专家探讨碳中和目标及实现路径 ..... 郑徐光 (47)

## 本刊特约专家

- |     |                        |
|-----|------------------------|
| 王志轩 | 中国电力企业联合会专职副理事长        |
| 叶泽  | 长沙理工大学副校长、教授、博导        |
| 冯永晟 | 中国社会科学院经济政策研究中心副主任     |
| 朱四海 | 福建省人民政府发展研究中心研究员       |
| 刘树杰 | 国家发展改革委市场与价格研究所原所长、研究员 |
| 吴安平 | 西南电力设计院原副总工程师          |
| 吴钟瑚 | 国家发展改革委能源研究所研究员        |
| 张驰  | 原BP首席亚洲经济学家            |
| 张博庭 | 中国水力发电工程学会副秘书长         |
| 谷树忠 | 国务院发展研究中心资环所副所长、研究员    |
| 陈宗法 | 中国华电集团公司副总法律顾问         |
| 林卫斌 | 北京师范大学教授、博导            |
| 林伯强 | 厦门大学中国能源政策研究院院长        |
| 郑新业 | 中国人民大学经济学院副院长          |
| 殷雄  | 中国广核集团专职董事，北京大学兼职教授    |
| 唐要家 | 浙江财经大学教授、博导            |
| 韩文轩 | 华能技术经济研究院副总经济师         |
| 蒋莉萍 | 国网能源研究院副院长             |
| 曾鸣  | 华北电力大学教授、博导            |
| 谢长军 | 原中国国电集团公司党组成员、副总经理     |

(按姓氏笔划排序)

# 碳中和愿景下能源电力的使命与担当

郑徐光

(能源情报研究中心)

“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”“碳排放达峰后稳中有降”，能源行业要为实现这一愿景提速转型，转型路径、关键问题是什么，成为近日业界持续热议的焦点。

人类利用化石能源等活动导致大量温室气体排放，是全球气候变化的主因。加速能源清洁低碳转型，减少化石能源使用和二氧化碳排放，是全球应对气候变化的重要行动。目前，全球包括中国在内约30个国家以不同方式设定了各自的碳中和目标时间。

简单理解，碳中和是一定时间内人为产生的温室气体排放（一般折合为二氧化碳来计量）与去除量平衡，即二氧化碳净排放为零，又称“零碳”。碳排放主要来自工业、建筑、交通等部门用能，电力生产以及工业过程排放；去除措施主要依靠增加生态系统碳汇和利用技术实现碳捕捉与封存（CCS）。

研究数据显示，目前，我国二氧化碳排放约100亿吨，其中，能源利用产生的二氧化碳约占80%，电力部门排放约占40%；生态系统碳汇在7~12亿吨，以森林碳汇为主，增长潜力有限。到碳达峰之前，我国二氧化碳排放有10~20亿吨增量。到2050年，碳汇和CCS合计减碳15~20亿吨。这意味着，我国二氧化碳现有量即是未来40年要减少的数量，能源行业低碳提速，责无旁贷。

任务与挑战是艰巨的。宏观层面，我国是全球最大的发展中国家和能源消费、碳排放大国，能源发展要支撑“加快建设现代化经济体系”，所设定的碳达峰到碳中和的目标时间是30年，仅是欧洲用时的一半，时间紧、任务重。能源电力行业层面，到2060年，全社会用电量会是12万亿、16万亿，还是20万亿千瓦时，甚至更多？长期目标研究还不确定。更为棘手的是，基于传统电力规划路径和现有技术条件，碳中和目标下接入高比例新能源的电力系统可能因缺乏大量基荷电源、系统调节压力巨大而面临严峻挑战。

目标已定，当前应先着手厘清大方向的目标、原则与思路。

一是弄清碳中和的内容与能源电力发展目标。碳达峰的内容较为清晰，指“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值”。而碳中和内容目前还没有权威说明，单指二氧化碳净零，还是包括甲烷、氟利昂等在内所有温室气体净零？这涉及目前约25亿吨碳当量的非二氧化碳温室气体减排问题，而其减排成本更高。缩小预测差异，进一步弄清2060年碳中和目标下能源电力消费目标和单位供电碳排放目标，反推能源电力2050年、2035年等远景发展目标，并指导近中期规划、政策与市场设计。

二是坚持以“共同但有区别的责任”原则分解部署、落实任务。这是国际社会应对气候变化问题的基础性机制，同样适用于国内不同地区、不同行业部门分解承担相应责任。支持东部有条件地区优先实现碳达峰，为中西部地区留出发展空间；力争部分工业实现碳排放率先达峰；煤炭、煤电、石油、天然气要优先考虑实现消费达峰，为绿色电力发展留出空间；主要终端用能领域要加快电气化进程，能用绿色电力替代化石燃料的都完成替代，为全国大系统留足碳排放空间。

三是专心推动电力转型升级。不论如何预测，2060年碳中和目标下，电能占终端能源消费的比重需超过50%，要大力推动新能源、储能、智慧能源技术创新，有效破解高比例新能源接入电力系统后的运行瓶颈。有机衔接碳市场、电力现货市场、辅助服务市场、绿证等市场，用市场机制推动绿色电力发展。同时，未来15年将是能源电力系统承担低碳转型的高成本阶段，社会和行业需提早准备。

四是做好跨界协同。能源电力低碳提速，不仅是行业自己的事情，也涉及行业外的协同。当前，制造业、交通、建筑领域合计用能、用电量占比均在80%左右，这些部门提升电气化需要推动相关企业设备更新和技术改造。关注新材料、数字化等跨界领域的技术进步，尽快提升其在能源电力领域的经济适用性。做好节能和碳中和等舆论引导，调动社会合力。

在新发展阶段，在新发展格局下，能源电力系统要加强前瞻性研究、系统性部署，确保使命必达。参

# 碳中和，中国发展转型的机遇与挑战

李俊峰

（中国能源研究会常务理事）

## 一、应对气候变化问题的源起与本质

地球大气层的温室效应维护着人类及万物赖以生存的各种复杂生态循环系统的微弱平衡，一旦这种平衡被打破，人类的生存与发展就会面临严峻的威胁。自18世纪中期开始，人类大量消耗化石能源，向大气中排放了上万亿吨二氧化碳等温室气体，使地球表面温度发生了显著变化。1972年，首届联合国人类环境会议要求人们关注工业化过度排放的温室气体所产生的气候变化问题。20世纪80年代后期，联合国组织了联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）开始专门研究气候变化问题，IPCC于1990年向联合国提交的第一次评估报告明确指出，工业化以来，地球表面温度的变化超过了历史记录自然变化的幅度，这种变化正在威胁着人类赖以生存的大气、水循环系统，需要积极应对。工业化过程中排放的二氧化碳等温室气体是造成这种变化的主要原因，减排温室气体是延缓气候变化的有效措施。为此，1992年联合国环境与发展大会上达成的《联合国气候变化框架公约》（以下简称公约），要求缔约方各国本着共同但有区别的责任原则（CBDR）和各自能力原则，努力控制温室气体排放。

经过多年的努力，2015年12月，公约缔约方达成《巴黎协定》，提出在本世纪末将全球的温升与工业化之前相比较控制在2摄氏度，并为控制在1.5摄氏度以内而努力。实现这一目标的措施就是在全球范围内使人为活动排放的温室气体总量与大自然吸收总量相平衡，即碳中和。碳中和不是二氧化碳零排放，而是一个国家之内的净零排放，即一个国家领域内的二氧化碳排放与大自然所吸收的二氧化碳相平衡。其目的是维持大气层中的温室气体浓度大致平衡稳定，不会导致地球表面温度的大幅变化，防止气候变化造成不可挽回的损害。

为了实现这一目标，公约秘书处要求，缔约方各国在2020年底之前，都要向

联合国更新提高力度的2030年减排目标报告，提交面向本世纪中叶的国家低排放战略。2020年9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话时指出，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。

早在气候变化问题谈判的初期，人们就敏锐地发现，气候变化是一个环境问题，也是一个发展问题，归根到底还是一个发展问题。笔者认为，气候变化的本质是发展方式的转型，即告别资源依赖，走向技术依赖。因为资源存在有无之分，随着经济社会发展规模的不断扩大，资源变得稀缺，乃至枯竭，必然导致资源使用成本增加，经济社会发展后劲不足，甚至国际纷争。因此资源依赖型的发展模式不可持续。而技术推动型发展模式所依赖的是技术，技术是不断进步的，而且可以产生叠加和累积效应，持续推动发展，使发展成本不断下降，因此技术依赖的发展模式可以被学习、模仿、共享和可持续。在科学技术不断进步的今天，技术与发展的关系更加密切。

## 二、中国提出碳排放达峰与碳中和目标的意義与谋划准备

新达峰目标与碳中和愿景，是党中央、国务院统筹国际国内两个大局作出的重大战略决策，影响深远、意义重大。从国内来讲，这一重大宣示为我国当前和今后一个时期，乃至本世纪中叶应对气候变化工作、绿色低碳发展和生态文明建设提出了更高的要求、擘画了宏伟蓝图、指明了方向和路径。从国际来看，这一重大宣示展示了中国应对全球气候变化作出的新努力、新贡献，体现了中国对多边主义的坚定支持，为推动全球疫后经济可持续和韧性复苏提供了重要政治动能和市场动能，也充分展现了中国作为负责任大国，为推动构建人类命运共同体的担当，受到国际社会广泛认同和高度赞誉。

同时，碳达峰目标与碳中和愿景的提出，也早有谋划。一方面，关于二氧化碳排放达峰问题，早在2013年我国政府就组织了2050年我国低碳发展宏观战略研究，那时就已经预判，我国可以在2025年左右实现二氧化碳排放达峰，并基于国情，对达峰做了战略路线的估计。即煤炭消费率先达峰，为非化石能源（可再生



能源加核电)或低碳能源(非化石能源加天然气)的发展留出空间;工业部门率先达峰,为其他行业特别是人民生活水平提高所增加的二氧化碳排放增加留出空间;东部地区率先达峰,为中西部地区的发展留出排放空间。为了稳妥起见,国家对《巴黎协定》自主贡献的承诺是:2030年左右二氧化碳排放达峰,并尽早达峰。这一宣示,已经暗含了2030年之前可能达峰。

另一方面,关于碳中和的提法,是国家主席习近平在9月22日首次对外宣示,但实际上,以习近平同志为核心的党中央对这一问题也早有谋划。从“绿水青山就是金山银山”的提出,到2014年“四个革命、一个合作”能源安全新战略提出,再到2018年中央财经委员会第一次会议提出“调整能源结构,减少煤炭消费,增加清洁能源使用”,2019年10月国家主席习近平明确指出“能源低碳发展关乎人类未来”,而且,在美国退出《巴黎协定》后,我国党和国家领导人多次强调,中国将全面履行《巴黎协定》,100%兑现自己的承诺……这些都为9月22日的重大宣示做好了铺垫。

### 三、中国实现二氧化碳排放达峰与碳中和的机遇与挑战

不论是碳排放达峰目标还是碳中和愿景,对中国的发展转型既是机遇也是挑战。全球应对气候变化实质上是一场国家之间发展转型的竞赛。

从挑战看,首先是碳达峰到碳中和的缓冲时间短。与欧洲相比,欧洲大致在上世纪八九十年代实现碳达峰,这是一个自然过程,事后才知道什么时间二氧化碳排放出现峰值,达峰之后经历漫长平台期开始缓慢下降,然后即将走向快速下降,走向碳中和。欧盟承诺的碳中和时间与达峰时间的距离是65~70年。我国则是人为设定了达峰时间表,现在二氧化碳排放仍在攀升,没有看到峰顶,实现达峰还需要做出艰苦努力,进而考虑实现碳中和。但我国承诺的碳中和时间与达峰时间的距离是30年,意味着达峰之后平台期缓冲时间很短,就要稳中有降,以致快速下降,这是我们的最大挑战,减排道路几乎相同,但缓冲期较短。

其次是单位GDP能源强度、碳排放强度水平较高。数据显示,中国的单位GDP能源强度是世界平均水平的2倍多,是欧盟的4倍多,中国单位GDP碳强度是

世界平均水平的3倍多，欧盟的6倍多。这很大程度要依赖经济发展方式的转变，来降低能耗、碳排放水平。

从机遇看，首先我国将加快经济发展方式转变。我国将进入新发展阶段，全面贯彻新发展理念，着力构建新发展格局，我国经济由高速增长阶段转向高质量发展阶段，而且坚持创新在我国现代化建设全局中的核心地位，将激发更多创新活力，从根本上支撑达峰目标和碳中和愿景实现。

二是可借鉴国际诸多先进减排经验。过去近30年，国际上积累了有关大气污染物减排、二氧化碳减排、能源低碳发展的诸多经验，包括政策工具、市场设计、技术积累、管理经验甚至前车之鉴等，我国可以充分借鉴，利于缩短实现碳中和的进程。比如，英国伦敦和德国鲁尔治理大气污染治理都用了20多年时间，东德和东欧的大气污染治理因为有了样本参照和技术进步，大概用了不到10年的时间，即时间可缩短一半。

三是能源效率和可再生能源等低碳技术不断进步。这是文明与技术进步的趋势。以光伏发电成本为例，1990年每千瓦时光伏发电成本约100美元，2000年降低到10美元，2010年降低到1美元，现在的平均水平是5美分，可实现平价上网甚至低价上网，2030年以后的成本是多少，我们还不能做出准确判断，但肯定是继续降低的。从中远期看，低碳技术的成本将会有较大幅度下降，助力我们降低碳排放。

四是非化石能源替代水平与能效进步表明实现碳中和具备可行性。2019年，我国新增非化石能源发电量约2000亿千瓦时，折合6000万吨标准煤。如果加大政策支持力度，我国新增非化石能源发电量提高到每年3000亿千瓦时，即每年可以提供1亿吨标准煤的非化石能源，坚持30年即新增30亿吨标准煤的非化石能源，如果届时能源效率再提高50%，我国能源消费量到本世纪中叶控制在30亿吨标准煤左右，我国在2050年左右有实现碳中和的可能，因此提出2060年碳中和，还有10年左右的缓冲期。

五是实现碳中和有市场、制度等多重优势。我国民众力量、市场选择和制度优势都会对碳中和起到促进作用。发挥好我们国家的制度优势，调动民众、企业和政府三方面的积极性，什么样的困难都可以克服。参



# 碳中和目标下中国电力转型战略思考

王志轩

(中国电力企业联合会专职副理事长)

## 一、中国碳中和承诺的历史意义

中国提出在2060年前“努力争取实现碳中和”目标，这是自1992年《联合国气候变化框架公约》制定以来，国际社会在应对气候变化领域中最重大的事件之一。这一宣示，标志着中国作为世界上最大的发展中国家，作为煤炭生产、消费、贸易量最大和煤炭消费为绝对主体的能源大国，作为世界上最大的电力系统以煤电为基础的国家，在即将全面建成小康社会、开启全面建设社会主义现代化国家新征程的初始阶段，向世界庄严承诺要在40年之后实现碳中和目标，为实现《巴黎协定》确定的目标作出重大贡献。屈指算来，大多数发达国家在20世纪90年代碳排放已经达到峰值，要在2050年实现碳中和目标需要约60年；中国在2030年前努力争取二氧化碳排放达峰，要在2060年实现碳中和其过程是30年，是发达国家的一半时间，而且这一阶段正是中国实现现代化的关键阶段。

中国能源低碳转型世纪大剧的幕布就此拉开，由能源低碳转型为主导的、改变中国生产和生活方式的伟大实践就要在中华大地展开。党的十九大及十九届二中、三中、四中、五中全会已经指明了中国经济社会高质量发展的方向和节点，擘画了蓝图，但针对这场世纪能源电力低碳转型的进程和形态，还需要进一步刻画和分析战略要点及重大问题。

## 二、碳中和基本问题分析

——减少碳排放是碳中和的核心要义。《巴黎协定》提出，要把全球平均气温升幅控制在工业化前水平以上低于2摄氏度之内，并努力将气温升幅限制在工业化前水平以上1.5摄氏度之内，需要尽快达到温室气体排放的全球峰值，并在“本

世纪下半叶实现温室气体源的人为排放与汇的清除之间的平衡”。同时，《巴黎协定》设立了“国家自主贡献”（NDCs）机制，即缔约方应采取国内减缓措施，实现贡献目标。笔者认为，对一个国家的NDC而言，碳中和是指，到2060年这个时间节点，将2060年度的国民经济和社会发展中直接或间接产生的温室气体总量，与通过植树造林、减碳或购买碳信用等措施减少的碳排放相加后的净排放量为零。可见，碳中和的要素中包含了时间节点、以年度为碳排放量核算时间单位、全国范围、温室气体（折算到二氧化碳，简称碳）、直接排放（燃烧化石燃料排放或工业过程排放等）和间接排放（生产或服务过程中所消耗的中间产品中隐含的间接碳排放）、碳吸收、低碳、零碳、负碳排放（如采用生物质能发电并捕集和封存其碳排放）、购买碳排放权等因素。因此，碳中和包括减少碳排放和增加碳汇两个方面。由于中国能源体系以化石能源尤其是以高碳的煤炭为支撑，减少煤炭的消费处于中国完成碳中和任务的支配地位。电力低碳转型不仅是减少化石能源使用的主要措施，而且对于改变中国能源结构、促进经济社会向低碳转型发挥着基础性和决定性作用，因此，本文主要研究电力低碳转型的战略问题。

——中国在2030年前实现碳达峰是迫切的现实问题，2060年实现碳中和是战略问题。那么，中国承诺40年之后实现碳中和是权宜之计吗？显然不是。这个承诺可以在党的十九大擘画的宏伟蓝图之中找到答案。党的十九大提出了中国到2050年建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国，其中“美丽”的内涵必然包含了碳的标准，也可以说一个高碳甚至中碳的国家不会成为一个“社会主义现代化强国”。因此，中国的发展必然是在2030年前碳排放达到峰值之后，由高碳向中碳、再向低碳过渡，当实现了现代化强国之后，再奋斗10年到2060年实现碳中和社会，之后进一步发展形成负碳社会。这种以碳减少为特征的过程与党的十九大提出的构建“绿色低碳循环发展的经济体系”和“清洁低碳、安全高效的能源体系”是一脉相承的，也可以说是一体多面的表述，新的有关碳达峰及碳中和的承诺，进一步明确了中国低碳的进程和程度，是党的十九大精神的深化和落实。

——中国的碳中和承诺是自我加压的自觉行动。习近平主席多次强调，应对

气候变化不是别人要我们做，而是我们自己要做，对于碳中和这个世纪难题，以现在全人类的智慧和中国的实际情况，难以对四十年之后中国碳中和情况做出百分百的肯定判断。事实上，不论世界上哪个国家提出了什么承诺，从本质上讲都是有条件的和具有一定不确定性的。不论从主观认识上还是从历史看，中国定是竭尽全力、更愿意提前而不是推迟实现碳中和目标。再从世界范围看，全世界对可持续发展、绿色发展、低碳发展已经形成了共识，随着《联合国气候变化框架公约》《巴黎协定》等要求以及IPCC等机构的研究不断深入，尽快实现碳中和目标必将会成为大多数国家的自觉行动。

——中国电力低碳转型已经具备了必要基础条件。碳中和虽然是新承诺，但以新能源发展为代表的低碳电力发展实践在中华大地星火燎原。新能源发展的技术条件、产业条件和经济性是实现碳中和的最重要基础和动力。2006年到2019年，风力发电装机由207万千瓦增长到20915万千瓦，增长了101倍，发电量增长了71倍。太阳能发电装机由2011年的212万千瓦增长到20418万千瓦，增长了96倍，发电量增长了373倍。风电及光伏发电的造价分别由2011年的8231元/千瓦、14881元/千瓦分别下降到7862元/千瓦、5827元/千瓦，上网电价由2009年的0.51元/千瓦时（风电Ⅰ类资源区）、2011年的1.15元/千瓦时（光伏Ⅰ类资源区）下降到2020年的0.29元/千瓦时、0.35元/千瓦时（风光Ⅰ类资源区）。非化石能源消费占一次能源消费的比重不断提高，2019年已经达到15.3%。新能源发展的规模效应、技术创新发展，显著促进了成本下降，使得新能源与传统能源在经济上逐步有了同台竞争的条件。而且，从现有技术发展趋势看，新能源的经济性还有较大的挖掘空间，给中国实现碳中和创造了最重要的基础和条件。驱动能源低碳转型的动力不仅仅是应对气候变化的要求，还是解决能源资源短缺和保障能源安全的要求，而仅从经济驱动力来看就有强大的生命力。能源转型的驱动力已由被动的政策驱动型向主动的市场驱动型发展。此外，中国已经构建了生态文明建设的理论体系和制度框架，以促进新能源发展标志的法律体系、政策体系、技术体系、产业体系等不断发展和完善，给新能源发展提供了制度保障。

——中国先进而强大的电力系统为能源电力的低碳转型提供了基础保障。一

是中国解决了几十年来低水平用电下的大面积电力短缺问题。2019年中国人均装机达到1.44千瓦/人，人均用电量达到5186千瓦时/人，超过世界人均水平，解决了无电人口的用电问题，使电力供应基本满足国民经济和社会发展的需要。二是建成了以特高压为骨干网架、全国联网、各电压等级相互协调的坚强电网，智能电网技术不断发展，为电力系统的安全稳定运行提供了基础。三是已建成的10亿千瓦级的高效而年青的煤电系统，既是能源电力低碳转型的最大阻碍，也是当前中国能源系统优化、促进低碳电力发展、维护电力系统安全稳定运行的坚强支撑。中国煤电在低碳发展中的矛盾是由中国能源和电力特点所决定的。特点之一，中国煤炭年消费量约40亿吨，电煤及热电联产供热用煤占比约60%，其中煤电机组中约47%的机组是热电联产机组，由于中国煤电机组能效处于世界领先水平并成功地控制了大气污染物排放，如二氧化硫、氮氧化物、烟尘年排放总量都下降到百万吨级以下。煤电热电联产的不断发 展，成为中国几十年来改善煤烟型污染的最大功臣。之二，中国煤电机组的平均运行年龄约12年，显著低于欧美国家煤电平均运行40年的情况，大规模淘汰煤电显然为时尚早。之三，如果过早以新能源大量替代煤电，不仅电力系统的安全稳定运行受到严重影响，而且经济社会的运行也会受到重大影响。中国煤电在电力系统、能源系统和国民经济中的作用和特点，是中国与发达国家在电力低碳转型中最显著的区别。如果不能做到辩证地看待这一区别，就不能正确地推进中国的低碳电力发展。之四，为了促进能源电力系统的转型，国家出台了积极支持分布式能源、储能、电动汽车、需求响应、综合能源服务等政策措施，大量的试点示范工程也在推进，为大规模开发利用新能源提供多方面的支持和储备。另外CCUS在中国已进行多个试点，对此技术有了新的认识。成熟的储能技术是改变能源低碳转型进程和形态的关键因素，是大规模采用新能源、最终替代煤电的前提和基础。

——我国已经初步具备了转型的经济社会基础。碳中和不仅涉及电力低碳转型，也涵盖了经济、社会等各个层面的低碳转型，经过多年的供给侧结构性改革，经济结构、产业结构、消费结构向有利于低碳发展的方向和模式过渡；新能源汽车、低碳交通、低碳工业、低碳城市、低碳产业园区、低碳建筑、低碳农业等方面都得到了不同程度的发展，形成了众多的经验模式；中国传统基础设施建

设高峰已过，高载（耗）能产业发展得到抑制；为了适应“双循环”和高质量发展要求的新型基础产业建设已开始布局和推进。同时，作为改变农业、林业、草地等生产方式和保护方式的“基于自然的解决方案”也在积极推进，使碳中和的“增加碳汇”发挥更大作用。

以上基本情况和基础条件，既是中国在推进低碳转型发展中的成功实践，也是中国承诺实现碳中和的底气、能力和实力。

同时，我们要认识到，实现碳中和这件事实在太、太难、太复杂。如果认为不费力气、自然而然就实现了碳中和则是大错特错。

——实现碳中和存在巨大的复杂性。中国碳中和涉及经济、社会、能源各个领域；涉及国内、国际的政治、外交、国家关系、国际贸易活动等因素。当前，国际形势出现了百年未有之大变局，而未来几十年甚至更大变化的可能性是存在的。这些因素之间的互相影响，进一步增加了多维性、复杂性，而这些复杂性是难以用模型计算的，也是难以预测的。

——新能源大规模替代化石能源在技术上存在瓶颈。从技术层面看，可再生能源发电、储能、系统灵活性等一些瓶颈性技术仍未突破，技术方向也存在不确定性，智能化技术的整体条件并未完全具备，使现有能源、电力系统还难以承受无任何约束的新能源大规模发展。

——碳中和的最大障碍是系统性的经济性问题。能源转型不是某一品种的能源在经济上具有替代另一品种能源时就可以实现转型，而是涉及到整个经济、社会系统是否具有经济性。现阶段不平衡不充分问题还有待解决。经济社会的发展还处在爬坡阶段，还难以背负更加沉重的有碍发展的负担；高碳能源特性十分显著。因此，碳中和前途是光明的，道路是曲折的。

### 三、实现碳中和的路径、原则及风险防范

#### （一）能源科技革命是实现碳中和的根本力量

当把历史拉回到40年前的20世纪80年代，在当时，我们不会想象到今天衣



食住行的诸多变化，而40年后会有更多新生事物是我们今天想象不到的，因为技术的发展和能源转型的相互影响，会更加快速地改变世界。我们要对科技创新对碳中和的作用有一个基本的认识。实现碳中和是人类社会权衡各种因素后，在现实条件下达成的应对气候变化的基本共识和有效途径，它事关经济社会长期发展的全局性战略问题，充分体现了人们对可以预见的能源科技发展的期望和信心。就像人类解决粮食问题一样，实现碳中和也需要通过能源科技革命来实现。从长远看，人类对解决能源问题的信心是乐观的，如受控核聚变技术一旦突破（也必将突破）并得到商业化应用，人类将摆脱分子水平的化学能约束进入到受控核聚变利用的时代，人类能源利用问题将得以根本性解决。但是，应对气候变化的迫切要求，就是要在目前科技水平“基本”可以支撑的条件下，克服困难，逢山开路、遇水搭桥式地立即行动。正如风能光能虽然蕴藏量大，但实际开发利用中能量密度低、随机性及波动性大，需要通过持续性科技创新和管理创新来解决能源系统的安全稳定运行问题。

## （二）实现碳中和“四个阶段”

在实现碳中和目标的40年中，初步分析大体可分为“四个阶段”：2020~2030年碳总量减缓上升阶段，2030~2040年碳总量由波动下行到稳中有降，2040~2050年碳总量线性下降阶段，2050~2060年碳总量加速下降阶段。在四个阶段中，能源消费总量、能源消费结构、技术进步水平、能源品种供应结构以及电力系统的特征都会产生相应的变化。

显然，中国2030年前碳达峰目标与2060年前碳中和目标是递进关系，从发展的一般规律看，碳达峰的时间越提前、峰值越低，对碳中和目标的实现就越有利，所以应促进峰值目标尽快达到和尽可能降低峰值。但是，这种“促进”也是有限度和需要符合中国客观实际的。碳中和像是让中国经济社会低碳发展跑一场40年的“马拉松”。如果开始松懈，后面再赶在规定的时间内也达不到目的地；但一开始就超越实际使劲过大，伤及本体，也可能功亏一篑，全面下滑。因此，要把经济社会发展的主要因素以及科技发展的因素考虑进去，提出基本合理的分阶段路径，并根据发展的情况及时评估修正。



### （三）实现碳中和应坚持的原则

——坚持创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念。这是中国高质量发展的中国特色的要求，五个方面就是五个维度，缺一不可，共同推动发展的政策、策略和成果。

——坚持安全、绿色（清洁、低碳、生态）、经济、便捷。前三个要素是经济社会发展的基本要求，也是全世界各国的共同价值追求。对大国而言，能源安全是第一位的，绿色和经济是约束性因素。而“便捷”是基于以人为本，用户需求为导向的必然。

——坚持因地制宜。承认地区的差异性和发展的不平衡性，使得碳中和在中国一些省（市区）、城市、行业率先实现，并起到示范和引导作用。在实现碳中和的过程中，不同地区和行业的融合性和互补性加大，更多的共享机制会出现。

——坚持底线思维和红线思维。坚持保能源安全的底线思维和生态文明建设的红线思维，碳中和的过程应统筹规划，协调推进。

——坚持全国一盘棋原则。发挥中国国土空间大、市场空间大、环境和资源状况不平衡、区域经济发展不平衡的特点，做好时间、空间统筹规划，推进农村能源革命、建筑能源革命、工业能源革命、交通能源革命等，化劣势为优势，发挥出大国优势。在碳达峰和碳中和的行业（或地区）分目标制订上，世界上各个国家和我国各行业（地区）的情况都不一样，不能以某一行业（地区）是否率先、滞后达峰或者实现碳中和作为评判国家整体碳减排进程的指标。如中国电力行业可以做到率先达峰，但这样的达峰对国家整体达峰是促进还是减缓需要整体考虑。中国用于供热的散烧煤炭数以亿吨计，在现阶段还难用气或电全部替代，最有效的利用方式是通过热电联产。如，中国宁夏回族自治区银川市，采用华电灵武电厂百万千瓦机组的空冷乏汽换热与汽轮机抽汽联合加热技术，通过46千米长并经河底隧道穿越黄河的管线工程，给市区50万户、7000万平米的居民集中供热，电厂热效率提高了23个百分点，已替代燃煤供热锅炉455台套，是市区大气环境根本性改善的最主要措施，取得了较好的社会、环境、能源、经济效益。在这种情况下，电力行业的碳排放量总量即便是升高的，但总体上促进了全社会碳排

放量减少和达峰提前。

#### （四）要防范的各种风险

——既防范“速胜”也防范“慢慢来”。碳达峰和碳中和都是非常迫切而重大的系统工程，需要有时不我待的积极态度，更需要有严谨的科学精神。一方面要防止做急功近利的事，或者搞脱离实际的“一刀切”，其结果得不偿失。碳中和之所以有四个阶段，是因为客观规律使然，只有在恰当的时机做正确的事情才能获得较好的回报。如颠覆性技术对能源转型进程有重大影响，但我们现在并不完全清楚什么时候可以出现颠覆性技术，过于快速推进一些不成熟的技术或项目，存在大量资金沉淀的风险和推倒重来的风险，不仅浪费了金钱，而且耽误了转型进程。如在火电厂脱硫工程的建设上，有些电厂在几年内推倒重来了好几次。另一方面，要鼓励进行探索性实践和创新，而不能等着慢慢来；同时，我们已经有了很多用于不同区域、行业、场合的低碳可行技术和商业模式，完全可以立即挖掘现有节能减碳空间。

——防范照搬硬套的拿来主义。面对中国特色的碳中和，欧盟或者一些国家的减碳方案并不一定适合我国，我们面临的道路大多是前人没有走过的道路，必须根据中国国情走中国特色的碳中和道路。

——防范“黑天鹅”“灰犀牛”事件的风险。中国低碳发展是首要动力、是内生要求推动，当技术快速进步、世界处于和平环境、多边公平贸易推进顺利时，会加快中国碳减排进程；当国际形势向动荡的方向变化，或遇重大自然灾害等，会减慢这一进程。要有发生重大偶然事件影响碳减排进程的各种准备。

——防范各种重大碳锁定工程建设。与增加碳排放量有关的重大工程建设，会造成碳锁定效应，必须坚决防止。如不到万不得已，不应选择用新建纯凝汽式煤电项目满足电量需求的做法。

——防范CCS项目一哄而起。可以进行继续研究、跟踪有关技术进展，但不宜被误导盲目决策或者补贴大规模、大范围的CCS工程或者示范项目。说到底，能源低碳转型是技术与经济在项目、区域、社会各层面都能平衡的结果。在经济

上算不过账的项目，或者指望政府补贴的项目是不可持续的，也难以在区域和社会层面大面积商业推广应用。CCS难以成为未来减碳的重大措施，不仅因为技术仍不成熟，而且在碳“捕集”“封存”环节存在经济性差、能耗高等顽症难以解决，就其运输环节而言也存在巨大的安全、经济、运行条件上的种种障碍。如果考虑到以碳利用为目的的CCUS发展，则应当是在重点落实“U”的上面因地制宜开展相关工作。

#### 四、碳达峰和碳中和目标下电力系统特征分析

“不谋万世者，不足谋一时；不谋全局者，不足谋一域”，随着能源电力转型的推进，电力系统的形态必然会发生一些重要变化，我们现在还难以对转型细节进行描述，但对一些客观规律和重大变化还是可以把握的。把握这些规律和特征，有助于提前作好一些准备。

由于碳中和包括源和汇两个方面，从现有认识水平看，能源电力发展过程自身难以实现碳中和，初步分析，达到碳中和时的电力系统有可能有以下演变和特征：

——能源消费总量会在碳排放量达到峰值后逐步下降，但电能消费总量一直呈上升趋势。上升的主要动力是总体消费水平提高，通过改变生活用能方式、交通用能方式、动力用能方式等替代煤、油、气、分散使用的生物质能，以及用电能生产氢能和其他合成原材料。年人均用电量将会达到1万千瓦时/人以上。

——低碳能源尤其是光伏发电、风电替代煤炭成为主体能源，其电能占比65%左右。

——能源结构多元化，其中核电、水电是低碳电力的重要构成，其电能占比20%左右；必要的气电、煤电，对电网和重大负荷中心起着极为重要的电源支撑作用，其电能占比约10%左右；生物质能和其他综合利用发电约占5%左右。

——坚持大电网支撑下的分布式能源协同发展。中国能源资源格局、能源负荷格局、能源安全稳定要求，决定了低碳能源的大范围优化配置与就地平衡共存

的特点，决定了分布式能源系统将是促进碳中和的重要能源供应形态，也决定了大电网与分布式能源系统是互补关系，好似骨骼和肌肉的关系，二者共同构成了能源电力系统的安全支撑。

——多种方式的储能成为电力系统灵活性运行的主体。如水电站提高储能功能、抽水蓄能、化学电池储能、电动汽车参与储能、压缩空气储能、电热冷储能等技术广泛应用于发电侧、电网侧和用户侧，与电网调节、发电侧机组调节一起形成季、月、周、日、时、分、秒等不同时间尺度的电力、频率、电压、功角等各种电力平衡需求。

——由于储能的高度发展，使得传统的“发→输→变→配→用”的单方向链式电能配置方式，通过储能装置连接形成了多向电能配置模式，也使电力供需主体属性更加模糊，生产方式的变化反过来会促进生产关系的调整。

——电力供需平衡高度耦合，智能化的需求响应融入常态的电力供需平衡；综合能源服务成为园区、社区、小型区域等用能主体的主要供能形态。

——就全国而言，终端能源使用以电能为主，占能源消费量的60%左右。

——中国仍然是世界上商品生产、流通和高端制造业大国，以现在产业划分看，第二产业、第三产业和居民用电比例大致为40%、30%、30%左右（第一产业约为1%左右）。

——更多的电能成为中间能源产品。未来人均用电量的概念与现在已经不同，主要区别是电能不只是终端能源，还会成为能源中间产品用来优化终端用能（如储能）、维护电力系统安全和改变终端用能结构（如电制氢及合成原料等），且作为中间产品的电能需求会大幅度增加。

——由于产业形态的重大变化，一些产业会消失，而一些新兴产业会出现，三个产业的划分会多次调整，甚至将信息和智能化产业分离出来，而储能的电能交换会单独统计和分析，由低碳、绿色电能生产出的二次能源如氢能，再由氢能生产出其他原料、产品所用的电能持续增加，会成为电能增量的重要主体。

——新基建的内涵根据转型的需要不断完善，其外延不断变化，电网也不断根据需求进行完善升级，使之成为真正的智能化电网，“大云物移智”在几年后

就已平淡无奇成为常态。

## 五、碳达峰和碳中和目标下“十四五”电力发展的几点建议

“千里之行始于足下”。前已述及中国实现碳中和需经过碳的慢增长、波动下降、线性下降、加速下降四个阶段。以碳中和承诺为起步点，“十四五”是第一阶段的第一个5年，首先要迈出关键性步伐。从目标导向、问题导向、底线思维导向看，电力行业在“十四五”期间要做好的工作包括：保障电力安全、弥补电力系统短板、优化煤电功能、启动一批核电和大型水电建设、推动储能商业化发展和促进综合能源服务、以碳统领完善节能减排政策体系等。同时要做好能源与交通、建筑等涉碳行业的衔接。

——保障电力安全。包括保障电力（热电联产的热力）供应，持续改善用电营商环境，防范重大电力系统安全事故和重大电力生产安全事故等。“安全第一”是电力行业最具特点的行业性质，“人民电业为人民”行业宗旨也是底线思维的体现。保障电力安全同时包括电能的“量”和“质”两个方面要求，但从科学上和系统经济性上看，并不能保障在任何时候、任何范围、任何条件下、对任何对象都百分百保障电力安全。电力安全在不同经济发展阶段、不同技术背景、不同电力水平下有不同量化要求和有序用电要求。在低碳电力转型过程中，由于随机性、波动性大的新能源发电大规模进入电力系统（并网或不并网），对电网、其他并网电源、部分电力负荷、热电联产的热力供应等都造成不同程度的影响，一些新型风险（如互联网黑客攻击等）对电力系统也形成潜在安全隐患，这些因素对电力安全提出了更为严峻的挑战，因此需要针对电力安全新特点，制订专门的量化指标和防范要求。

——弥补电力系统短板。包括还未有效解决和进一步扩大新能源发展而形成的电力系统短板和问题进行有效弥补和防范。一是有效解决拖欠的风电、光伏发电的约3000亿元补贴到位问题，缓解新能源企业的困难，增强新能源投资者的信心；同时，根据新能源的发展持续完善后续政策。二是优先解决为消纳新能源而



配套的电网输送、电源优化、省（区）间联网问题。三是提高电力系统灵活性，包括有序安排煤电机组的灵活性改造、燃气电厂的建设、发电侧和电网侧重大储能工程建设（如抽水蓄能电厂）。四是强化需求响应措施，鼓励工业园区、公共机构、大型用电单元等建设热电冷储能设施。

——持续完善智能电网建设，更加重视智能配电网建设。能源互联网、综合能源服务、智能能源系统、智能电力系统等形式或模式，万变不离其宗，其理想的实现方法都是在能源系统的各单元（对象）进行能量流和信息流的数字化，在此基础上形成智能决策对系统进行智能操控。对于电力低碳转型系统而言，智能电网是基本平台（形态、构架），要根据能源转型的要求不断完善智能电网，并发挥其基础性、关键性、支撑性作用。随着分布式发电和微网的不断扩大，更加有利于就地建设和消纳可再生能源。因此，“十四五”应将智能配电网建设放到优先加强的位置。

——明确煤电定位，严格限制煤电建设。在保障能源安全和稳定供应上，煤电应承担托底保供和重要负荷中心支撑性电源的作用，在促进新能源发展上要发挥灵活调节的主力电源作用，在能源资源大范围优化配置上要发挥区域能源基地的作用。在严格限制新建燃煤电厂的同时，尽可能提高现有燃煤电厂的效率和效益，对于确需煤电支撑的电网区域，在满足节能、节水、环保要求前提下，对接近设计寿命的电厂，开展针对性的评估和技术改造使其继续发挥作用。这种做法相比新建燃煤电厂不仅经济性好，而且原有的外部条件（土地、水源、电网、道路、运输、社区等）得以充分利用，极大减少新增电源的全生命周期的碳排放和电力系统的整体碳排放，是一举多得的好事。煤电的逐步大规模退出是必然的，但是何时退出，如何退出，不仅涉及煤炭和电厂两个投资主体，而且根据电厂的不同，涉及铁路公路运输、电网格局、西电东送、支撑电源、供热格局、水资源平衡、上下游产业、地方经济、国际贸易等各个方面，对此，“十四五”期间应当开展周密而详细的筹划工作。

——在保障安全和保护生态的前提下启动一批核电、大型水电建设。对于中国这样一个以煤为主的能源大国而言，要实现碳中和离开了核电和大型水电是难以完成的，而且对于一个以可再生能源为主体的巨型电力系统而言，没有一定的



基础性高能量密度的电源支撑是很难运行的。而且，核电和水电所解决的不仅仅是能源、电力问题，其与国民经济和社会发展的各个方面都密切相关。考虑到核电和水电的建设周期长，前期工作量极大，要想不拖碳中和的后腿，“十四五”必须要有明确而坚定的行动。

——推动储能商业化发展。储能是解决以可再生能源为主体的能源低碳转型的“终极”支撑，决定了能源转型的形态和进程。但由于大规模、安全性和经济性好的储能技术和设备还难有商业规模，成为了碳中和进程中的最大瓶颈。

“十四五”要有选择地尽快推进一些有前景的储能设备（模组）技术商业化发展。

——促进新电气化发展，加强与各工业部门和农业电气化沟通和合作。可再生能源只有转换为电能才能高质量、大规模、大范围应用，因为在碳中和目标下，电气化与低碳化是同义语。但低碳发展要求下的电气化与传统的电气化从内涵上看是不同的。传统的电气化主要表现的是为了用电而发电，不考虑其发电能源和发电方式是什么，而新电气化不仅是经济社会发展和能源转型的必然，也是为了低碳而用电，电的来源必须是低碳的，发电方式是绿色的。电气化的主要部门是交通、工业、建筑、新产业部门以及农业部门，这些部门的电气化与电力部门必须高度合作，互相了解需求和特点，在规划中要增加部门间的沟通联系（包括指标体系的构建），共同促进新电气化发展。

——以碳统领完善节能减排政策。中国的节能减排经过几十年的发展取得了巨大的成就，尤其是工业部门的节能减排大都达到了世界先进水平。但从碳指标来看还有很大的潜力可挖。碳减排与节能虽然具有较大的同效性，但在一些领域却不完全一致，在碳中和的目标下，应当以碳减排作为直接目标，将节能减排统领在碳减排之下。这样，可以更加有的放矢，而且有利于碳市场发展。碳市场已经是国家确定的基础经济政策，“十四五”的关键是要在启动碳市场之后快速将碳市场扩大到工业和社会方面。尤其是将低碳政策与碳市场综合考虑，以发挥碳市场的更大作用。

（本文仅代表作者个人观点，不代表所在单位意见）

# 碳中和目标下能源转型与煤电退出初探

袁家海

(华北电力大学经济与管理学院教授)

## 一、碳中和目标要求能源电力系统深刻转型

2020年9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话时提出，中国将采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。尽管还未明确实现碳中和的具体路径，但作为全球最大的碳排放和能源消费主体，我国实现碳中和需要能源系统的颠覆性变革，必须从以化石能源为主转向以可再生能源为主。从全球范围来看，目前世界上已有30多个国家以政策宣誓或法律规定等不同方式设定了各自的碳中和目标时间，如表1所示，碳中和目标时间较早的国家包括乌拉圭和芬兰

**表1 全球已设定碳中和目标时间的国家/地区**

序号	国家/地区	碳中和目标时间	序号	国家/地区	碳中和目标时间
1	乌拉圭	2030年	16	瑞士	2050年
2	芬兰	2035年	17	爱尔兰	2050年
3	冰岛	2040年	18	韩国	2050年
4	奥地利	2040年	19	南非	2050年
5	瑞典	2045年	20	加拿大	2050年
6	英国	2050年	21	哥斯达黎加	2050年
7	法国	2050年	22	德国	2050年
8	丹麦	2050年	23	斐济	2050年
9	新西兰	2050年	24	马绍尔群岛	2050年
10	匈牙利	2050年	25	斯洛伐克	2050年
11	西班牙	2050年	26	瑞士	2050年
12	智利	2050年	27	英国	2050年
13	法国	2050年	28	日本	2050年
14	挪威	2050年	29	中国	2060年
15	葡萄牙	2050年	30	新加坡	本世纪后半叶尽早实现

等，分别设定了2030年和2035年实现碳中和。从表1可看到，绝大多数国家将碳中和目标时间设定在了2050年，我国是2060年，新加坡则设定在了本世纪后半叶早期。

为实现2060年碳中和的目标，亟需加快能源转型的步伐，电能作为清洁、高效的二次能源，在推动能源转型、实现碳中和目标的过程中扮演着关键角色，提升我国各终端用能部门的电气化水平是实现碳中和目标的必然路径。而目前我国电力行业又是二氧化碳排放的主要来源，为应对气候变化，实现我国既定的碳排放达峰目标和碳中和目标，电力行业亟需加速转型，加快向以可再生能源为中心的电力系统转型，加速能源电力系统深度脱碳进程。

### （一）从能源供给侧分析

为加速实现现有能源系统向清洁低碳、安全高效的能源系统转变，实现2030年前二氧化碳排放达峰和2060年前碳中和的目标，重点在于明确形成“以电为中心”和加快以可再生能源为中心的新一代电力系统的转型共识、健全新时代下的电力市场体系，加快开展顶层设计和总体部署，制定能源转型路线和实施方案，明确可再生能源发展的长期目标和阶段性目标，推动能源、电力领域关键技术的创新发展与应用，加速推进能源新基建，构建大规模高比例可再生能源的新一代电力系统。

当前推动可再生能源发电需要从以下几方面着手：1）制定对可再生能源发电新增装机投资的量化目标；2）加大对清洁电力系统各个方面的投资力度，支持零碳电气化的配套基础设施投资，例如特高压输电、电动汽车、智能配电网、储能和数字化电网等，以保障不断增加的高比例可再生能源电力系统的稳定运行；3）加快新能源汽车充电基础设施建设和加快氢燃料电池、热泵及电解水制氢技术的创新发展。

随着大规模高比例可再生能源的新一代电力系统的构建，再电气化对电力系统灵活可控、智能感知、安全可控等提出了更高要求，需要将数字化、智能化等现代信息技术与电力系统深度融合。未来可再生能源不仅要满足电力需求增量，还要满足煤电退出的存量缺口。一方面，风力发电、光伏发电等间歇性电源

大规模、高比例并网，对电力系统安全运行、电量消纳提出了挑战。需要加强区域电网互联、提高灵活调节能力，依托特高压输电技术、智能电网技术和电力市场，在全国大范围内优化配置能源资源。另一方面，再电气化促使电动汽车、微电网、分布式能源等交互式能源设施广泛接入，以及综合能源服务等新型需求大量涌现，使得电网负荷预测和潮流控制更为复杂，对电力系统智能互动水平也提出了更高要求。因此，需要推动大数据、云计算、物联网、移动互联网、人工智能、区块链等现代信息技术与电力系统深度融合，增强源网荷储之间的智能互动，实现更大规模的可再生能源消纳，同时满足更加多样化、个性化、交互式的用能需求。

## （二）从能源消费侧分析

终端用能部门极高的电气化率是支撑我国2060年碳中和目标实现的必然路径（碳中和目标下2060年我国分部门终端能源消费构成展望如表2所示），针对三大终端用能部门脱碳路径分析如下。

**1.工业部门。**我国工业部门用能需要加速向清洁能源转型，进一步提高工业部门的电气化水平。目前，我国钢铁行业二氧化碳排放占全国排放总量的15%左右，水泥行业二氧化碳排放占全国排放总量的13%左右，此外，石化和化工行业也是二氧化碳排放的主要来源之一。针对钢铁行业，电炉钢技术的碳强度远低于高炉生产技术，随着以可再生能源为中心的电力系统的构建和逐步成型，利用电炉钢技术路径可逐步实现钢铁生产的零碳目标。此外，利用电解水制氢，以氢气直接还原铁也能够实现钢铁生产的零碳化，并能够从整体上实现钢铁行业大幅度减排。对水泥行业而言，一种可行的脱碳路径是用电气化供热和配合CCS技术。针对化工行业，其中一种可行的脱碳途径是利用零碳电力的Power-to-X生产路径。

**2.交通部门。**为了实现我国交通部门的碳中和，需要将路面运输（公路和铁路服务）全面电气化，同时长途航空和船运改用零碳燃料（氢气、氨等）。  
1) 路面交通。目前，我国高铁已基本实现了全面电气化，普通速度的铁路交通在未来也将逐步实现全面电气化。纯电动汽车将在未来主导中短距离的交通出

行，而氢燃料电池汽车则会在长距离货运卡车和重型卡车中占据主要地位。2) 航空和海运。针对航空海运领域，直接应用电气化实现碳中和的空间较小，因此，航空和海运交通的脱碳则必须主要依靠零碳的新型燃料。对于航空领域，依靠生物航空燃油和合成航空燃油是实现碳中和的主要技术路径。此外，未来需要使用生物燃料和氨对船运领域进行深度脱碳。综上，零碳电能、氢能、航空燃油、生物燃料和氨等多种综合能源的使用将会进一步加速我国碳中和目标的实现。

**3. 建筑部门。**电气化是实现我国建筑部门碳中和目标的关键。目前，制冷、照明和家用电器均已实现了百分之百电气化。未来热泵技术在建筑部门的大规模应用和电力烹饪技术的进步，将进一步提升建筑部门的电气化水平、加速该部门实现碳中和的进程。与此同时，随着数字化、智能化等新一代信息技术在更大范围内应用于建筑部门，以及智能家居、智能家用电器的普及和应用，建筑部门的电气化水平将会得到迅速提升，从而进一步加速建筑部门的脱碳进程。

**表2 碳中和目标下2060年我国分部门终端能源消费构成展望**

部门	细分领域	终端能源消费构成
工业	化工原料	化石燃料+氢能+生物质
	化工	化石燃料+电+氢能+生物质
	钢铁	化石燃料+电+氢能
	水泥	化石燃料+电+氢能+生物质
	其他	电+生物质
交通	航空	电+氢能+生物质+合成燃料
	海运	电+氢能+合成氨+生物质
	铁路	电
	重型道路交通	电+氢能
	轻型道路交通	电+氢能
建筑	制冷、供热、烹饪、电器等设备	电+生物质+工业余热+太阳能热

综上所述，在碳中和目标的引领下，我国电力系统电源侧需要加速推进清洁能源电气化，实现对化石能源的增量替代和存量替代。用户侧需要广泛深入实施电能替代，实现能源消费高度电气化。电气化是我国构建安全、绿色、高效、智慧新一代能源系统和实现碳中和目标的必然选择，这就要求电能需要来源于零碳电力。因此，碳中和目标下，严控煤电规模、转变煤电功能定位、调整煤电区域布局、树立煤电峰值意识、明确煤电退出路径是实现我国煤电高质量发展，推动我国能源转型的关键。

## 二、电力行业碳排放提早达峰，“十四五”是关键

### （一）电力行业碳排放空间预算

2015年由近200个国家参与的巴黎气候大会通过了《巴黎协定》，旨在控制全球平均气温升幅在2摄氏度以内，争取控制在1.5摄氏度以内，来应对能源与气候危机。此次我国提出2030年前实现碳排放达峰，2060年前实现碳中和，这对碳排放主要部门的电力行业来说无疑是一个巨大挑战，电力行业应在2025年左右提前实现碳排放达峰，才能确保2030年前碳排放达峰的实现。我国要实现低于2摄氏度的目标，需要控制2011~2050年期间累积二氧化碳排放量在2800亿~4000亿吨内。能源相关行业二氧化碳排放量占全国碳排放总量的比例一般在75%左右，在加速电气化的情况下，估算2020~2050年电力行业碳排放空间在600亿~900亿吨。

为实现我国电力行业2025年左右实现碳排放达峰，按照前文估算出的电力行业二氧化碳排放预算空间，设定基准情景、高碳情景和低碳情景来分析电力行业年度碳排放空间。

基准情景下我国电力行业二氧化碳排放预算为690亿吨，煤电行业的碳排放在2025年达到峰值45亿吨，2050年后实现净零排放，年排放估算如图1所示。

高碳情景下我国电力行业二氧化碳排放预算为900亿吨，煤电行业的碳排放在2025年为46.2亿吨，并将在2027年左右达到峰值47.1亿吨，2055年后煤电实现净零



排放，年排放估算如图1所示。

低碳情景下中国煤电部门二氧化碳排放预算为560亿吨，煤电行业的碳排在2023年达到峰值44亿吨，在2025年降为43.2亿吨，2045年后实现净零排放，年排放估算如图1所示。

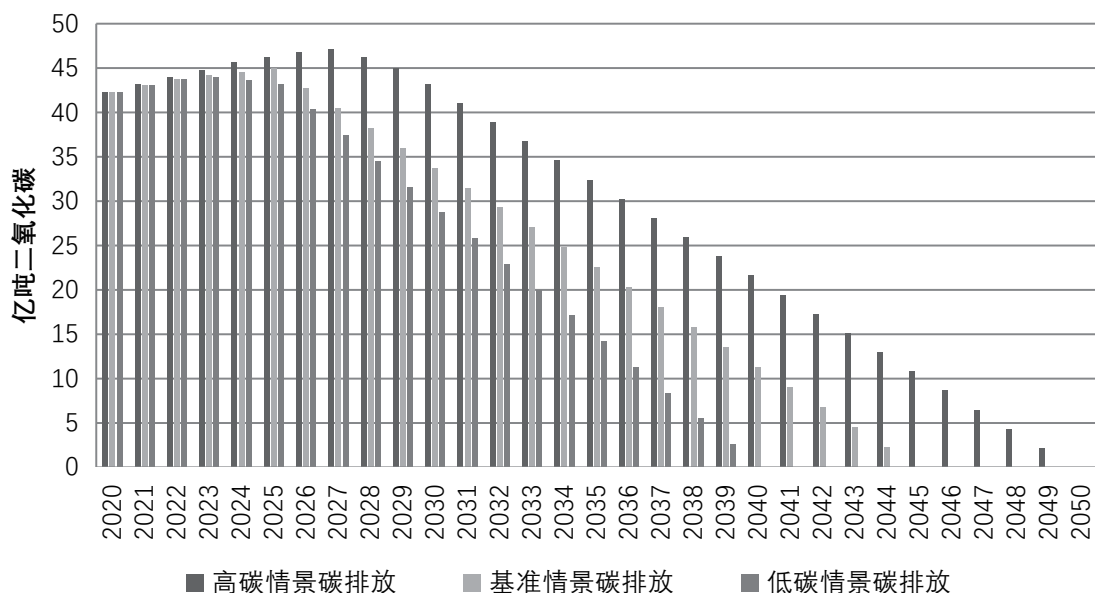


图1 2020 ~ 2050年电力行业二氧化碳排放量

## (二) “十四五” 电力需求预测

若电力行业在2025年提早实现碳排放达峰，首先应确定“十四五”期间电力需求情况。新基建可以对冲新冠肺炎疫情对经济发展与电力消费的抑制作用，对电力消费拉动作用巨大。为实现2060年碳中和目标，我国积极推进电气化来降低一次能源利用。虽然新基建和电气化对电力消费有巨大的拉动作用，但规模有限。新基建的拉动作用从整体来看是优化经济产业结构，拉动作用并不会那么夸张，是一个长周期性、引领性的拉动。而电能替代和提升电气化率则会在短期内拉高用电需求，把未来终端消费要转为用电的部分能源需求提前释放或实现，因此从中长期来看并不会改变电力需求增速稳步放缓的大趋势。从人均GDP和人均电力消费的变化情况来看，2025年人均用电量可达6000~6200千瓦时/人，结合

2025年人口14.2亿的预估，预计全社会用电量约为8.5~8.9万亿千瓦时，考虑能效技术进步、终端电气化提高等情况，“十四五”期间的年均增速约为3%~4%。

### （三）碳排放情境下电力规划情景

在满足8.9万亿千瓦时的高电力需求前提下，对三种碳排放情景所对应电力供给进行设定：1.高碳情景：考虑到“十四五”期间煤电仍为提供电力供应的主力军，除正常机组退役淘汰以外，计划内的煤电项目继续新建。可再生能源装机保持匀速发展，2025年非化石能源装机占比50.5%；2.基准情景：根据“电改9号文”和“能源安全新战略”等，考虑“十四五”期间将引入现货市场、推动跨省区电力交易和实现可再生能源平价上网，不再新核准建设煤电项目，只续建“十三五”期间停缓建的项目，2025年非化石能源装机占比52.7%；3.低碳情景：为履行《巴黎协定》低于2摄氏度气候变化目标，电力行业在“十四五”期间进一步压缩煤炭消费，不再建设煤电项目，进一步优化跨省区电力调度，大力强化能源效率，2025年非化石能源装机占比达55.3%，详见表3。

在满足“十四五”期间电力需求、各类型资源可开发潜力、可再生能源发电竞争力、可调动的需求响应规模、系统灵活性及非化石能源发展目标等约束下，采用规划模型测算三种电力发展情景中2025年全国电源装机规模及发电量如下表3。三种电力发展情景中，2025年全国电源装机规模分别为27.28亿千瓦、27.71亿千瓦和27.75亿千瓦，非化石能源发电装机比重分别为50.5%、52.7%和55.3%，非化石能源发电量比重分别为41.2%、43.1%和45.3%，二氧化碳排放量分别为46.2亿吨、45亿吨和43.2亿吨。

从全国整体煤电装机规模来看，假设“十四五”期间继续新增1亿千瓦煤电装机，正常退役3300万千瓦，则2025年煤电装机规模约为11.5亿千瓦。这是不考虑政策干预和需求响应削峰的基准结果，根据前文对“十四五”期间电力供需分析，在高需求（8.9万亿千瓦时）情况下三种电力供应模拟基本满足用电需求，且煤电年利用小时数保持在4068~4167小时（高于4000小时）区间，基准和低碳情景在可接受范围，高碳情境下12亿千瓦煤电装机产能过剩严重，且拖延电力行业碳排放达峰时间。在当前输电线路通道能力约束下，考虑需求响应

表3 2025年全国电源装机规模及发电量

发电类型	装机规模（万千瓦）					发电量（万亿千瓦时）		
	2019	2020	2025			2025		
			高碳	基准	低碳	高碳	基准	低碳
常规水电	33000	34000	38000	38000	39000	1.37	1.37	1.40
抽水蓄能	2999	4000	6800	7400	7450	0.07	0.07	0.08
煤电	104000	107000	120000	115000	106000	4.81	4.61	4.36
气电	9022	9600	15000	16000	18000	0.42	0.45	0.50
核电	4874	5400	7500	7900	8500	0.56	0.59	0.63
风电	21000	23500	36000	39000	41000	0.79	0.86	0.9
太阳能发电	20000	23000	42000	46000	49000	0.59	0.64	0.69
生物质及其他	6104	6700	7500	7800	8500	0.30	0.31	0.34
合计	201000	213200	272800	277100	277450	8.9	8.9	8.9

削峰及系统可靠性，全国2025年煤电装机合理规模应保持在10.6~10.8亿千瓦左右，若需求响应削峰规模达不到预期目标（只形成最高用电负荷3%的需求响应规模），则煤电合理规模应保持在10.6~11.5亿千瓦（11.5亿千瓦中0.5亿千瓦为战略备用机组）。

### 三、“十四五”加速电力脱碳的路径：供给侧改革与市场化协同

截至2019年底，全国煤电装机10.4亿千瓦，占全国总装机比重达51.7%；2019年煤电发电量4.56万亿千瓦时，占全国发电量比重达63%。如此看来，在目前我国

煤电碳减排潜力见底的形势下，“十四五”期间如何正确引导煤电定位、煤电退出是决定我国电力行业碳排放达峰的关键。

### （一）严控煤电规模

2020年2月国家能源局发布的2023年煤电规划建设风险预警结果中，国内29个省份中仅3个省的煤电装机预警为红色。严控煤电规模，顺应新基建的清洁高效发展方向，为提升可再生能源消纳创造空间。我国目前各开发阶段（在建、缓建、停建、封存、核准、核准前开发和宣布）煤电项目的容量共计4.13亿千瓦。如若不加以控制，“十四五”期间煤电规模可达到14亿千瓦，不仅造成未来煤电产能进一步过剩，搁浅资产规模进一步扩大，还会推迟我国电力行业碳排放达峰。如若实现“十四五”期间电力行业碳排放达峰，煤电合理规模应严控在11亿千瓦以内。确保“十四五”期间煤电装机达峰、发电量达峰和碳排放达峰，并尽可能降低其峰值水平，是确保能源系统2060年实现碳中和的关键。

### （二）优化煤电存量机组

优化煤电存量机组是实现我国煤电清洁高效发展的重要举措。节能减排改造、“上大压小”、淘汰落后机组仍是建立清洁高效煤电体系的关键路径。

2019年底我国共有8.9亿千瓦煤电机组实现了超低排放，占全部煤电机组的85%。“十四五”期间继续推进剩余具备条件的煤电机组超低排放和节能改造，对于不具备条件的煤电机组适当采取“上大压小”的方式进行替代，进一步降低煤电平均供电煤耗。

在保证电力、热力供应安全的前提下，继续淘汰关停排放、能效不达标的落后煤电机组。引导非供热亚临界煤电机组优先退出，控制煤电规模在11亿千瓦以内。

### （三）推动煤电区域性功能定位调整

由于我国区域性资源和负荷差异较大，风电、光伏发电资源主要集中在东北、西北，水电资源主要集中在西南，而负荷主要集中在华北、华中、华南和

东等地区。针对区域性差异，煤电要从电量型电源向电力电量型电源转变，充分发挥自身基础电源的优势，保证电力安全的同时，通过提供灵活性服务来提升新能源消纳。

东北、西北、西南等新能源资源丰富的省份需要大规模、低成本储能技术商业化应用解决新能源电力可信容量不足的问题，引导原本充当尖峰负荷的煤电机组退出。华北、华南、华中等负荷较高、新能源发展潜力较大的省份，需要通过大力发展新能源和煤电灵活性改造，引导煤电由充当腰荷资源向充当尖峰负荷资源转变。华中、华东等负荷较大且煤电体量较大的省份，需要通过加强需求侧管理、重视储能、推进煤电灵活性改造等措施，引导煤电由充当基荷资源向充当腰荷资源转变。将煤电增量重点放在西部，支撑可再生能源外送；中部省市要加强对本地电力供应结构的优化，明确电源、负荷、储能等不同电力资源的系统功能定位；只有在出现基荷电力不足趋势的情况下，才可适度新建煤电。

面对未来高比例可再生能源并网，提升系统灵活性将成为“十四五”及中长期煤电发展的关键词，尤其是在电力市场竞争环境下，不具备发电成本优势的煤电机组需要提供灵活性辅助服务来获得更多的收益。引导煤电功能定位调整不仅可以改善煤电的利用效率，化解煤电生存困难的窘境，还可以提升可再生能源的消纳。从而可再生能源将逐步替代煤电在电力供给中的主导地位，以实现电力行业碳排放达峰，甚至碳中和的目标。

#### （四）碳市场和电力市场耦合，助力煤电退出

由于煤电技术进步和结构优化空间受限，加之可再生能源发电即将实现平价上网，继续采取行政导向的煤电退出效果将触底。在电力市场化改革加速推进的背景下，如要进一步有效控制电力行业碳排放，工作重心应转移到市场机制设计与配套政策完善上。

为实现碳排放达峰和碳中和目标，未来在电力市场基础上引入碳市场。充分发挥现货市场竞价规则的作用，碳市场将提升煤电发电成本，从而倒逼落后的低效煤电机组的竞争性淘汰。考虑碳排放成本时，燃煤机组出力有所减少，燃气机

组出力有所增加。而水电机组出力调整快，套利能力强，基本不受影响。在电力系统调峰能力足够的基础上，风电和光伏出力也不会受到太大影响，储能设备一般在电价较低的低谷时充电，在电价较高的高峰时放电，两者的差额减小，其通过充放电的套利行为也将有所减少。碳市场和电力市场耦合下会拉高边际出清机组报价，这样也会发出价格信号，吸引更多丰富的需求响应、储能等灵活性资源进入市场，系统发电的碳排放总量将不断减少，最终以市场为驱动力实现脱碳。接下来需要进一步完善省间交易机制，打破僵化的利益分配格局，做大跨区输电的“盘子”，实现在更大范围内的资源调配与电力互济。参



# 推进全国碳市场建设 支撑实现碳达峰目标

马爱民 王际杰

(国家应对气候变化战略研究和国际合作中心)

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发表重要讲话时提出，“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”，这既展现了中国负责任大国的形象，坚定了国际社会携手应对气候变化的信心，也为新时代国内应对气候变化工作指明了方向，对健全完善全国碳市场等重要政策工具、充分激发市场机制活力提出了新要求。

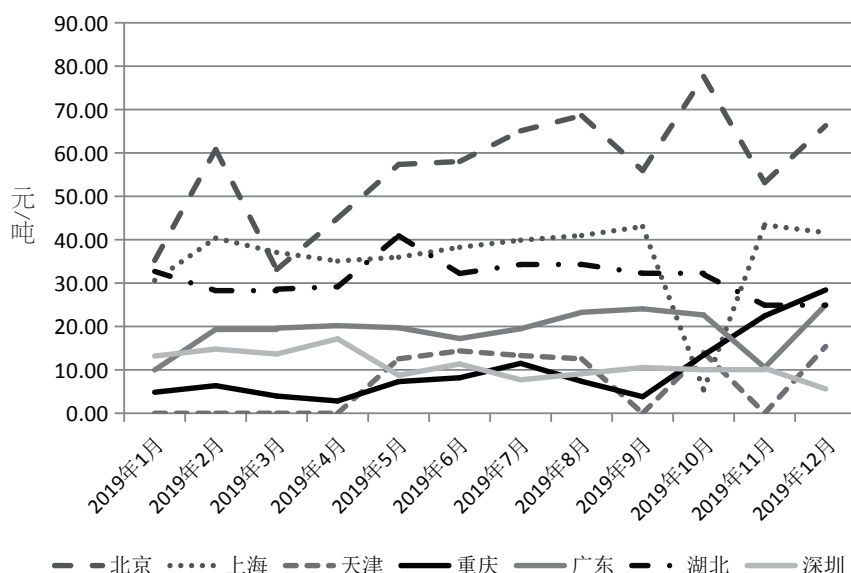
## 一、中国碳市场建设进展

### (一) 试点碳市场

自2013年陆续开市以来，北京等七个试点碳市场总体保持了平稳运行的态势，形成了各具特色的试点碳交易体系。各碳交易试点不断健全相关政策法规体系，制定了本辖区碳交易管理办法等相关政策文件，积极推动地方人大通过碳交易立法，着力夯实技术支撑力量，为碳交易活动有序实施提供保障。现阶段，试点碳市场在普遍覆盖了辖区电力、钢铁、水泥等高排放行业的基础上，结合辖区排放特征纳入了陶瓷、建筑等领域，持续拓展市场机制在其碳减排工作中的应用范围，共覆盖近3000家重点排放单位，基本涵盖了试点地区重要排放源。同时，试点碳市场逐步丰富了市场主体、交易产品与方式，除重点排放单位外，现有1082家（含1家境外投资机构）非履约机构和11169个自然人参与试点碳市场；在配额和国家核证自愿减排量（CCER）现货交易的基础上，探索开展了碳期货等碳金融业务，创新碳普惠模式，不断提高配额有偿分配比例，提高碳定价效率。

截至2020年8月末，七个试点碳市场配额累计成交量4.06亿吨，累计成交额约

92.8亿元。其中，广东、湖北、天津、上海、深圳等五个试点探索了有偿分配方式，同期累计成交量3000余万吨，累计成交额约11.5亿元，成为配额分配领域重要方式。在二级市场交易方面，七个试点碳市场配额累计成交量约3.8亿吨，累计成交额达81.3亿元，构成了市场流通的主体部分。总体来看，试点碳市场配额价格普遍集中于20~30元/吨的区间（见下图），试点间价格差异在近年来逐步显现，其中北京、上海碳市场价格相对较高，一度超过了80元/吨的水平，体现出试点碳市场间差异化的市场供需形势。



2019年试点碳市场配额月度均价走势

此外，碳交易试点积极配合全国碳市场建设需要，在基础设施建设、能力建设等领域扮演重要角色，促进相关试点重点排放单位适应全国碳交易体系新要求。

## （二）自愿减排交易市场

自2012年以来，自愿减排交易体系建设、运行有序推进，成为碳交易体系重要抵消机制选择，并有望成为我国参与国际碳市场的“排头兵”。我国已备案近200个自愿减排方法学，备案12家项目审定和减排量核证机构以及9家自愿减排交

易机构，审定温室气体自愿减排项目近3000个，备案自愿减排项目1300余个，签发国家核证自愿减排量涵盖风电、水电、光伏发电、甲烷利用、生物质利用、碳汇等领域。其中，新能源和可再生能源类型占比约90%，风电、光伏、水电等类型项目数量可观，反映出CCER项目类型相对集中的特征。

截至2020年8月底，9家自愿减排交易机构CCER累计成交量超2亿吨，成交额超20亿元，市场活跃度保持在较高水平。2020年3月，国际民航组织（ICAO）批准CCER成为国际航空碳抵消与减排机制（CORSIA）认可的减排项目体系，这意味着CCER有望成为该市场机制下的重要抵消选择，为我国减排成果国际转移提供新渠道。

### （三）全国碳市场

自2017年末国务院气候变化主管部门宣布以电力行业为突破口启动全国碳市场以来，全国碳市场制度框架基本确立，碳交易立法与管理政策制定提速，基础设施建设稳步推进，为正式启动市场交易提供了良好的基础。

在政策法规方面，以《碳排放权交易管理暂行条例》为代表的国家碳交易立法进程持续推进，全国碳市场管理办法以及配额分配等配套政策加紧制定，碳排放核查指南等相关技术标准逐步完善。在技术支撑方面，全国碳市场重点排放单位碳排放数据报送工作逐年开展，初步确定了首批拟纳入的电力企业名单，基本覆盖电力行业主要排放源，为有效管控火电碳排放奠定了基础。在基础设施方面，全国碳排放权注册登记系统与交易系统分别由湖北、上海两试点省市牵头建设，在国务院气候变化主管部门指导下协调其他联建省市有序完成各项建设任务。在管理队伍领域，国家和省级碳交易管理队伍基本到位，相对来说偏重实施层面的市级碳交易管理队伍较为薄弱。在能力建设方面，生态环境部针对机构改革转隶后生态环境系统碳交易相关管理人员、首批控排单位等组织了8期17场碳市场配额分配和管理系列培训班，相关地方和技术支持机构也展开多渠道、形式多样的碳交易培训活动，增进了各相关方参与能力，为其适应全国碳市场建设与运行的需求提供了更多途径。

## 二、深化全国碳市场建设对落实气候变化新目标的意义

### （一）落实国家碳减排目标

全国碳市场将纳入我国电力、钢铁等高排放行业的主要排放源，这也意味着其势必成为我国控制温室气体排放的重要政策工具。考虑到我国碳排放达峰目标的紧迫性，以及碳中和目标的艰巨性，我国碳减排力度将逐步增大，推动我国碳排放尽早进入快速下降通道，这需要我国能够对不同阶段的应对气候变化目标进行有效的分解，在考虑传统区域性目标分解的情况下，为统筹全国差异化的减排形势、促进“碳”要素在全国范围内的流动，也需将国家目标有效分解至全国碳市场等关键政策工具，利用市场工具强化对重点排放行业 and 企业的管控力度，这无疑要求全国碳市场逐步扩大覆盖范围、提高市场运行效率，尽可能将更多的重点排放源纳入碳定价体系，将碳排放带来的外部性成本内部化，通过“看不见的手”将减排目标落实下去。

### （二）构建绿色低碳经济体系

建立和实施全国碳市场为在全国范围内形成统一、真实的碳价格提供了条件，该价格信号将倒逼我国产业结构低碳发展，并引导资金从高碳行业向低碳行业倾斜，通过切实的绿色转型推动新时代气候行动目标的实现。一方面，碳价格构成了对火电、钢铁、水泥等传统产业的碳约束，碳成本将成为该类企业经营中不可忽视的考虑因素，必须纳入到企业发展战略与市场策略的选择过程中来，权衡主动减排与市场购买配额间的成本高低，扩大节能降碳等相关举措应用领域，以期取得或保持竞争优势；另一方面，在全国碳市场框架下，市场资金流动方向将主要从高碳企业流入低碳企业或项目，这将为后者带来一定经济激励的同时，改变其成本结构与外部融资环境，为银行等金融机构增大该领域投资提供更高可能性。全国碳市场要形成具备有约束力、有代表性的碳价格，必须在建立稳定、有效的市场供给结构的同时，形成规模效应，为场内外更多相关方参与提供便利，从而推动建立绿色低碳的经济体系。

### （三）适应国际碳定价竞争

随着2020年后 CORSIA等国际碳交易机制逐步进入实施阶段，我国碳市场建设与运行势必与其建立日益密切的联系。中方参与在联合国气候变化框架公约、国际民航组织、国际海事组织等渠道下的市场减排机制，需要以我国碳交易体系建设为出发点，以我国有代表性的碳定价为基础和支撑；我国企业具有参与国际碳市场的主观意愿或要求，部分企业希望将其在国内实现的减排成果通过国际碳市场渠道变现以获得经济收益，部分企业可能被要求在欧盟碳市场等其他缔约方主导的碳交易机制中承担一定的减排义务，该类事项需要我国进一步加快国内和国际碳交易机制间的政策协调，为参与国际碳市场竞争提供国内碳定价基础，在保障好我国企业相应权益的同时，也管理好企业层面减排成果“出口”对我国应对气候变化目标履约的影响，保障我国整体应对气候变化工作部署有序开展、推进。

### （四）健全优化资源配置作用

实现“碳排放达峰”“碳中和”等系列气候行动目标，需要大量的资金、人力等要素投入，仅依靠政府部门难以满足庞大的资源需求，这就要求为市场主体参与提供相对稳定、可预期的渠道，建立并发展全国碳市场正是在试点碳市场取得积极进展的基础上采取的政策举措。综合来看，一方面该举措在一定程度上改变了传统意义上政府部门通过行政指令解决外部性问题的模式，利用市场资金配置取代了专项补贴等财政政策作用，能够有效避免产能过剩、国际贸易摩擦等可能出现的问题；另一方面，这将极大程度上解决信息不对称的难题，将政府部门难以准确、及时掌握的市场信息问题留给相关的市场主体，通过其多轮博弈将减排资源以合适的价格配置给需求最为迫切的市场主体，变相提高了资源配置效率，降低资源重复投入的可能性。

## 三、全国碳市场发展趋势展望

基于上述工作基础与当前形势分析，健全、深化全国碳交易体系对于我国顺

利实现新时代气候行动目标既具有必要性，也具有可操作性，可着重考虑以下六方面导向，进一步强化市场机制功能，在我国应对气候变化政策组合中发挥更重要的作用。

### （一）扩大行业覆盖范围

以发挥好减排政策工具功能为出发点，结合我国碳排放达峰的紧迫性，在全国碳市场体制机制相对成熟后引入钢铁、水泥等其他重点排放行业，在推动市场扩容的同时，将更多重点排放源纳入全国碳市场管控，逐步将全国碳市场覆盖排放源占我国总体碳排放规模的比例提高到50%以上。对于新纳入行业的选择，可着重考虑以下三方面：一是新纳入行业在我国总体碳排放中所占比重，应坚持以“抓大放小”为指引，优先纳入碳排放比重较高的行业，强化其减排力度要求、保障国家整体减排目标实施进度；二是新纳入行业排放数据等基础条件，充分考虑市场扩容的可操作性，对于工艺流程复杂的高排放行业，应提前做好排放数据收集等准备工作；三是新纳入行业对既有市场秩序的影响，事前重视、评估其潜在市场规模与行业供需情况，避免因新纳入行业条件不成熟而对既有市场秩序造成剧烈冲击。

### （二）健全市场流通环境

基于市场成熟度等指标探索引入配额远期等市场创新业务，扩大市场参与者策略选择空间，满足其锁定投资风险等多样化需要；与金融主管部门协同研究基于碳市场基础标的气候投融资模式，促进形成碳市场与银行等传统金融业的业务互动模式，增强碳市场服务实体经济的能力。同时，应逐步放宽市场准入条件，鼓励符合条件的中介机构和个人进入碳市场，提高市场的流动性。

### （三）提高有偿分配比例

在生态补偿等理念引领下，基于试点碳市场和欧盟碳市场经验，可考虑逐步提高配额有偿分配比例，逐步压实碳排放主体的减排责任，形成一级与二级市场价格联动的局面，为各类市场投资者配置碳资产提供更多空间，提高定价效率。



同时，推动利用配额有偿分配机制获取的资金建立低碳导向的政府投资基金，将全国碳市场配额拍卖所得用于支持绿色低碳产业发展、健全全国碳市场业务架构等领域，形成绿色资金闭环。

#### （四）健全抵消机制

尽快完善出台自愿减排交易管理办法，为开展CCER活动和交易提供基本框架和依据，发出重启CCER机制的明确信号；结合试点阶段碳普惠等工作进展，研究扩充方法学等技术规范，确定相对稳定的全国碳市场CCER使用条件与抵消规则，鼓励具有潜力的新兴绿色低碳产业获得优先资格，避免因配额短缺而出现市场流动性不足的情况，切实发挥抵消机制降低控排单位履约成本的重要功能。

#### （五）探索强化排放管控方式

可考虑在当前全国碳市场机制设计的基础上，尝试设定绝对量化的全国碳市场总量目标的方式，通过“强度和总量两手抓”的方式强化全国碳市场约束力。基于全国碳市场建设现状，可考虑在“十四五”中后期结合国家层面重点行业碳减排政策导向与市场运行情况，加强对制定全国碳市场年度配额总量的研究，并提出与其相匹配的配额分配方案，先期通过内部模拟等方式验证其可行性，推动在“十四五”末期形成较成熟的全国碳市场总量目标设定方法，力争自“十五五”时期实施具有代表性的全国碳市场年度配额总量管理，支撑碳总量、碳强度“双控”新格局。

#### （六）探索国际链接

考虑到CORSIA启动在即，以及我国2060年实现碳中和目标的可能需要，可利用CCER获得其抵消机制资格的有利条件，在CCER对全国碳市场支撑服务基本到位的前提下，鼓励相关行业企业利用CCER小规模试水CORSIA等国际碳市场，分析国内外碳定价机制差异，评估该举措所产生的主要影响，为后续我国扩大参与国际碳市场积累经验。参

# 奔向碳中和的中国碳市场

## ——火电视角的思考

钟青

（华能碳资产经营有限公司总裁助理兼总法律顾问）

### 一、碳中和目标让碳市场建设进入崭新阶段

9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话时宣布：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。”这成为在新的历史条件下推动全球应对气候变化的重要乃至决定性力量。

我国在2015年巴黎气候大会上关于二氧化碳排放达峰的表述是“中国将在2030年左右二氧化碳排放达到峰值，并争取尽早实现。”而此次提出“2030年前达峰”“2060年前实现碳中和”，体现了新时代中国推动构建人类命运共同体的责任担当。自此，包括中国在内的全球碳市场建设将进入一个崭新的阶段。

### 二、碳中和目标对中国碳市场意味着什么

根据英语词源定义（剑桥英语词典），碳中和（carbon neutrality或者carbon neutral）是指社会（商业行为、组织与个人）排放二氧化碳总量与去除（remove）环境（大气）中存在的二氧化碳总量相等，从而达到二氧化碳净零的排放状态。尽管媒体对碳中和概念引用不尽相同，但碳中和都可以通过两大类途径实现。一是减少直接的绝对排放数值，二是通过固碳等方式去除环境存量中的二氧化碳。

碳中和对于建设中的中国碳市场至少具有以下几个明确而具体的意义。

首先，碳市场成为减排政策工具库中最重要工具。和其他诸如碳税、更高的强制能效标准、非水可再生能源绿色电力证书（绿证）等相比，因总量控制市

场的特有属性，碳市场直接与碳排放的绝对数值挂钩，在其涵盖的社会排放领域可以更加直接地反应减排效果并评估气候变化控制指标是否达成。提出碳中和目标，更使这一特性无可替代，中国碳市场将迎来史无前例的发展，必将在未来成为引领全球碳市场的排头兵。

其次，碳市场建设中的关键变量得以明确，并为未来立法提供不可或缺的依据，扫清了立法中的一大障碍。在我国试点碳市场建设过程中，各试点地区结合自身实际，出台了相应的地方法规性文件。由于此前我国对外承诺、国民经济与社会发展五年规划目标中，一直将碳排放的控制目标设定为强度目标，目前试点碳市场的总量控制目标实际上是GDP增长率等各因素加权后的总量目标，加之MRV机制处于起步磨合过程，使得我国碳市场建设中总量控制交易的核心要素一直较弱。如果说巴黎气候大会2030年左右达峰的承诺基本解决了总量问题的话，此次关于碳中和的目标，对中国在2030年至2060年间的直接碳排放总量将大幅递减这一关键趋势做了最权威的定性。任何人都知道，作为全球人口第一、制造业总量第一的中国，碳排放总量仅靠固碳（碳汇）而不大幅减少直接排放的绝对值，是无法做到碳中和的。

第三，2030年至2060年间，中国碳排放绝对值递减，包括减排量交易、CCS等固碳途径，将共同构成2060年之前碳中和的主要措施。这意味着，除非减排量抵消目标全部由财政转移支付等非市场手段（如税收、补贴、强制能效或产品替代标准）来实现，中国碳市场很可能将长期存在减排量产品的市场交易。

此外，对于关注碳市场交易的市场人士而言，既然未来减碳预期明确，而碳市场又将成为决策者减排政策工具首选，长期碳价上涨将不可避免。

### 三、碳中和背景下火电的未来在哪里

在中国，长久以来对于化石能源消耗大户也是二氧化碳排放大户的火电的命运，不同的观察角度有不同的结论，一直存在不小的争论。

从能源安全角度看，技术成熟、资源丰富的煤电可以使我国能源安全得以充分保障；从资源禀赋角度看，中国富煤缺油少气，要支撑电力需求增长，相当长

一段时期内煤电必须是电力供应的基础负荷；从电力系统可靠性安全性角度看，缺乏煤电、气电等传统化石能源的基础性支撑，将无法保障可再生能源渗透率上升到一定阶段时的电网稳定性和安全性。即便从德国、英国等发达国家的经验来看也是如此，甚至国外学者还提出所谓的“能源三角不可能”：即除非出现革命性的技术，能源的安全、清洁与廉价三者不可兼得。

但在主张可再生能源全面替代火电的人士看来，通过风光电与储能的配比，辅之以长输、至负荷中心百公里级别的中距离输电手段，完全可以实现对煤电增量乃至所有存量的替代。有研究认为，即便考虑电力约束补偿，储能容量与风光电装机超过5:1时，只需要5到10年时间便可以实现全火电替代后的平价上网。而因为风光资源的“无限性”，以及其资源占用的“非零和”特征，全面替代火电将带来世界范围内的“资源和平”。

上述貌似尖锐对立的观点，实际上都源自对边界条件的不同规定。如果同化边界条件，我们将发现结论不再冲突。这个边界就是技术发展的时间维度。换言之，如果出现革命性技术（技术性和经济性同时具备），则即便煤电也可以通过经济性较好的CCS、地质海洋封存、具有固碳特性的材料生产替代工艺（CCUS）等技术实现净零排放；即便风光再不稳定，也可以通过高能密、低衰减且环境友好的储能、具有强大系统算力的分布式智能控制技术年实现电力系统的安全稳定运行。我们甚至可以畅想，如果可控核聚变技术成熟，所有的“其他电”都将不复存在，从而彻底解决能源领域的碳排放问题。

2060年前实现碳中和，为技术发展的时间维度设立了一个明确的边界。虽然技术的发展不完全以人的意志为转移，也很难在较短的时间内准确预测技术进步的具体样态，但碳中和约束边界的确定，将极大改变技术发展的方向。单纯以提高火电能效来减少二氧化碳排放的技术在发展前景上将面临天花板，而CCUS（如有固碳效应的替代材料等）、地质海洋封存等可以在理论上实现火电净零排放的技术成为规模化火电生命延续的唯一希望。

基于以上的分析，让我们大胆地预测一下：现在至2060年实现碳中和，所有的政策手段应使火电不仅增量为零，存量也加速降低；可再生能源装机加速增

长，直至达到可以实现碳中和的平衡；2020至2030年，火电将降至50%以下（如果有类似页岩气革命发生，不排除气电作为过渡形态较短时期内占据较高比例）；虽然“十四五”期间不建议“一刀切”地绝对冻结煤电新装机，但新装机条件将更具体且严格，甚至通过设置苛刻的“正面清单”方式规定准入条件，而淘汰存量速度将明显加快；“十五五”期间大概率冻结增量并加速降低存量；2030至2060年，煤电将大幅萎缩至当时技术容忍度范围内的最小值。

#### 四、碳市场能为碳中和做些什么

碳中和作为一个更加进取的目标，可以视为碳排放总量递减的终极目标。我们知道，碳市场通过总量控制下的排放权价格发现，以市场无形之手推动市场各要素的流动，最终实现所覆盖领域温室气体排放总量目标。只要碳市场有效运行，每个履约年度设置的总排放目标就是可靠的、被碳市场所覆盖领域的排放量。只要能解决减排量和过渡时期纳入电力消费间接排放带来的双重计算问题，这个结论的正确性甚至可以推广到全球。

碳市场的总量控制设计表面上是对绝对排放量的管制，但却可以从两个不同方向形成碳中和的合力。

一方面，碳市场将成为火电特别是煤电发展的重要制动器和终结者。

在碳中和政策预期明朗的情况下，碳市场将不遗余力利用市场之手，通过设置更严格的排放总量、纳入更多的排放行业、实施更严明的排放核查与执法、强化价格发现必须的市场流动性、适时推出衍生品等各项措施，碳价将在未来维持相对高位运行，对火电生产经营带来更大的碳约束成本。

可以预计，在“十四五”后期将开启免费配额发放比例递减之门，在“十五五”期间过渡到火电行业取消全部或绝大部分免费配额发放；排放核查将以成本更低、可靠性更高的烟气排放实测技术手段替代目前的“人肉MRV”；包括配额、减排量在内的碳排放权产品现货和期货交易量上升，以至传统金融行业能够接受其成为与蓝筹A股等同对待的普通质押物……这一切，再加上平价可再生能源电力的竞争，将使火电特别是煤电投资变得不再有利可图，运行成本的增加



也会加快存量火电退出历史舞台的步伐。

另一方面，碳市场的另一类交易产品——减排量，则从创造并扩大减排量市场的角度为社会投资转向“几乎净零排放”的可再生能源提供新动能。

在风电成本较高的行业发展初期，CDM项目的收益曾经占到项目利润的25%至50%，减排量收入一度成为风电投资重要的测算依据。然而，欧盟碳市场暴跌，风电度电成本持续降低，“额外性”的技经指标要求提高了减排量市场的准入门槛，国内减排量CCER履约市场需求也尚未真正启动，减排量收入在可再生能源投资中的重要性远未达到应有的程度。

碳中和预期的明确，促使减排量市场迎来新一轮爆发机遇，并将以独特的市场化手段极大促进可再生能源对火电的替代，促进碳中和目标早日达成。

## 五、火电如何适应碳市场

如果说火电企业在早期试点碳市场中的行为更多旨在熟悉规则、重在参与的话，在达峰与碳中和目标明确以后，火电企业必须尽快就碳市场带来的一系列变化和压力作出迅速反应，积蓄力量，开创新路。

对于大型电力集团，特别是火电占比较高的企业集团，应充分认识到碳中和背景下碳市场的巨大变化，做好以下准备：

第一，将温室气体排放控制工作提升至企业发展全局性战略高度，尽快形成碳战略规划和近期行动计划，长短结合，实施专业化管理。

从国际经验来看，欧盟碳市场覆盖的几乎每一个大型能源集团都在总部层面设立了“碳战略部”（Carbon Strategy），并有专门的碳交易团队（Trading Desk）负责处理碳交易和履约事务。碳战略部直接向CEO汇报，碳交易行为纳入集团燃料和能源产产品的采购与销售中，统一协调交易策略、设计交易产品。同时，在碳市场初期，因为信息不对称、制度尚在完善等一系列因素，一些大型能源集团甚至可以做到碳价上涨与集团利润正相关。这一结果虽然有一定偶然性，但从火电企业管理层面看，更积极主动、更专业化的应对碳市场，无疑是值得借鉴的经营经验。



第二，根据碳战略有针对性地调整经营管理，适应日益严峻的碳市场压力。

传统火电企业的投资管理、技改升级、生产管理、人才建设等各方面都应该做出相应的变化。如建立新的投资测算模型，引入碳约束参数，并调高碳价预期和调低免费发放配额比例的预期；对新增火电项目的投资测算采用更加严格的标准，提前制定比政策导向更为严苛的内部准入清单，控制未来行业风险；在火电厂煤耗、环保等传统技改基础上，向可促进可再生能源消纳、替代散煤的集中供热供汽、有环境治理协同效应的生物质固废掺烧等项目倾斜，因地制宜、因厂施策，尽最大努力延长火电在新形势下的生命周期；严格按照国家有关温室气体排放的法律法规规范数据管理，降低排放核查的合规成本；注重精通能源类产品交易、具有交易产品设计能力的人才培养工作，充分利用金融市场工具控制对冲火电的碳约束成本等。

第三，适时调整研发投入方向，使科技成为应对碳市场的最有力武器。

毋庸讳言，倒逼火电实施可以降低排放的技改甚至淘汰火电进行结构调整，是碳市场的初衷之一。但在碳中和开始倒计时后，从中长期看，试图单纯通过提高火电能效来减排的技术进步，极有可能跟不上碳约束和环境约束双重刺激下的火电成本剧增。在我国清洁煤电技术和装备制造已领先全球背景下，度电煤耗每一克的降低都需要付出极高的成本。同时，能够产生规模以上减排效果的能效提升技术方案不是单个电厂甚至某个发电集团单打独斗就能完成，需要在基础材料科学、工艺制造、控制等各个研究领域进行国家层面的重大技术协同攻关。因此，火电企业在未来的研发投入上，应更加重视可再生能源技术、储能技术、低成本的碳捕集技术等可以从理论上实现净零排放的技术研发。

此外，碳市场本身催化出的技术创新，如可以替代现有排放核查方法的烟气CEMS技术，区块链技术在减排量核查、交易应用场景的实现等，也将带来新的市场机遇。

第四，重视并抓住碳市场带来的外向型机遇，为能源转型赢得更多平滑成本的时间。

中国碳市场将成为全球最大碳市场已经不可逆转。中国在温室气体减排方面

超出世界预期的承诺，将为中国企业带来新的外向型机遇，从而为能源转型迎来平滑成本的时间：清洁火电和可再生能源先进技术在“一带一路”国家的输出将获得更大的国际认同；新减排方法学以及涉及的国际标准等软科技方面将有更大的参与和话语权；在全球碳市场联通、减排量交易、防止碳泄露的碳关税等方面将有更大的定价权……碳市场也将为能源行业深化国际化战略提供弥足珍贵的契机。

第五，重视跟踪与碳市场类似的政策工具出台进程，协同处理好政策总效应与企业总效益的关系。

在碳市场成为最重要的温室气体减排工具的同时，包括碳税、绿证、节能量交易、用能权交易、环境权交易在内的各种政策工具也正在有关地区和行业进行密集调研，有的还正式写入了中央文件，并已在试点推广。这些工具从不同角度给火电企业经营带来成本增加的压力。火电企业应该密切跟踪相关政策出台进程，积极参与政策调研，建言献策，更好地反馈行业意见，为行业健康发展和转型打下基础。

（本文仅代表作者个人观点，不代表所在单位意见）

# 推进低碳电气化是实现碳中和的关键

——“中国电力圆桌”专家探讨碳中和目标及实现路径

郑徐光

（能源情报研究中心）

电能是清洁、高效的二次能源，在未来能源系统中将占据中心地位。着力提升电气化水平是推动能源转型、推动终端用能领域实现碳中和的关键。将“十四五”电气化发展与中长期减碳目标统筹考虑，为推进我国2030年前碳排放达峰，2060年碳中和开好局、起好步，具有十分重要的意义。

近日，由中国能源研究会主办、中国能源研究会能源政策研究中心承办的“中国电力圆桌”2020年三季度会议在京召开，会议主题为“十四五”电气化发展目标及路径。会议围绕我国电气化发展成效、“十四五”电气化目标及路径、中远期电力发展预测、碳中和的挑战与对策展开了深入探讨，共识与争议并存，为我国能源电力“十四五”规划编制、研究碳中和目标路径提供了多元视角参考。

## 一、“十三五”碳排放强度等指标提前实现

“传统上的电气化多指电能可在终端能源消费中的比重，2060年碳中和目标提出后，电气化的量化要反映到发电侧，更强调发电方式是清洁低碳的。”中国能源研究会常务副理事长史玉波表示，新时期电气化发展是传统电气化转向清洁低碳、安全高效的发展与升级，电气化的内涵与量化的典型指标也更加丰富。

在中国投资协会能源专委会会长孙耀唯看来，电气化发展的核心目标是降低单位发电量二氧化碳排放强度，提高电能在终端能源消费中的比重。

中国能源研究会特邀副理事长韩水分析认为，“十三五”期间我国电气化有了飞跃发展。2019年，我国电力装机20.1亿千瓦，发电量7.3万亿千瓦时，其中，非化石能源发电装机占比43%，发电量占比达到34.5%，而且新增非化石能源发电

装机占电力新增装机的61.9%，新增电量占比48.6%。非化石能源占一次能源消费的比重达到15.3%，提前一年完成预期目标。到2020年，电能占终端能源消费比重可以完成27%的规划目标。

从碳排放角度看，“虽然近年来我国碳排放总量在增长，但是碳排放强度下降较明显。非化石能源的迅猛发展，电能替代的突出贡献，功不可没。”韩水计算，“2019年我国二氧化碳排放约100亿吨，碳排放强度（即单位GDP二氧化碳排放）约1吨/万元。”与2005年相比，2019年我国单位GDP二氧化碳排放下降了48.1%，相当于减少二氧化碳排放约56.2亿吨，提前完成我国对外承诺的到2020年目标。

同时，韩水认为，电力碳排放控制也实现预期目标。《“十三五”控制温室气体排放工作方案》指出，大型发电集团单位供电二氧化碳排放控制在550克二氧化碳/千瓦时以内。韩水指出，“虽然有研究测算指出，单位供电二氧化碳排放控制还在600克二氧化碳/千瓦时左右，但实际上现在已接近或者提前完成550克二氧化碳/千瓦时这一目标控制水平。”

与会专家一致认为，化石能源的使用是人类活动二氧化碳排放的主要来源，约占排放总量的80%，未来在终端用能领域用高比例可再生能源电力代替化石能源，降低碳排放，是推进低碳电气化、实现碳中和的基本逻辑和关键。

中国社会科学院工业经济研究所能源经济室主任朱彤认为，“能源电力转型带来的是经济转型，最后走向碳中和经济。欧洲大力提倡能源低碳转型，原因之一是希望在未来国际经济竞争中占据领先优势。我国也应形成能源转型的这种价值导向。”

## 二、“十四五”电气化发展目标及路径探讨

2016年，《巴黎协定》生效。在《巴黎协定》框架之下，中国提出了到2030年的四大碳减排目标：一是中国单位GDP的二氧化碳排放，要比2005下降60%到65%；二是非化石能源在总的能源当中的比例，要提升到20%左右；三是中国的二氧化碳排放要达到峰值，并且争取尽早达到峰值；四是增加森林蓄积量和增加碳

汇，中国的森林蓄积量要比2005年增加45亿立方米。

韩水表示，相对《巴黎协定》框架下提出的减排目标，“努力争取2060年前实现碳中和”目标要求提速能源电力转型，改变以煤电为主的电力供给模式，加快非化石能源发电的发展步伐。在能源转型提速战略下，非化石能源占比20%的目标要提前实现，之后逐步实现碳中和。“这是我们预测能源转型目标与路径的主要依据。”

据此测算，到2025年，清洁能源逐渐成为能源供应增量主体，我国能源消费总量54亿吨标准煤，发电装机28~30亿千瓦，全社会用电量9.2~9.4万亿千瓦时，人均用电量6500千瓦时，单位供电碳排放520克/千瓦时。主要通过非化石能源占一次能源比重、电能占终端能源消费比重、非化石能源发电装机与发电量占比来确定“十四五”低碳电气化发展的目标，四个数据依次为20%、31%、52.7%与40%。

就实现路径，与会专家形成共识，主要包括开展深层次电能替代、大力发展非化石能源发电、拓展发供用一体化新业态、优化用电营商环境等方面。

华北电力大学经济与管理学院教授曾鸣强调，未来研究电气化和碳中和的目标与路径要考虑综合能源，依托横向多能互补、纵向源网荷储协调的综合能源系统，开展综合能源服务，以促进实现系统综合能效提高、系统运行可靠性提高、用户用能成本降低、系统碳排放降低和系统其他污染物排放降低的“两高三低”目标。

国家能源局西北能源监管局原局长黄少中表示，推进“十四五”电气化，要特别注重电价政策及电价水平对于电气化的制约与影响。要加快市场化改革，使从上网电价到最终销售电价各环节电价能逐步降低，对政府管制电价，要更加科学地监管和定价，使电价水平更合理。重视提升综合能源服务，优化用电营商环境。“让电力价廉物美，为电气化创造条件。”

孙耀唯表示，“十四五”要高比例发展新能源，加快工业、交通、建筑领域的电能替代，大力提升电力利用效率，不断提高城乡生活用电水平，以加快弥补我国电气化的短板。同时，推动核心技术、体制机制、商业模式创新，进一步提升我国电气化水平。

### 三、中长期电力发展目标争议与挑战

“依据2060年碳中和目标反推，粗略计算，我国能源消费2030年58亿吨标准煤，2050年达到60亿吨，之后保持到2060年；发电量由2030年约11万亿千瓦时增长到2060年的16万亿千瓦时；30年间，非化石能源发电量占比由47%增长至87%；非化石能源占一次能源比重由25.8%增长至67.1%；电能占终端能源消费比重由39%增长至64%。”韩水表示，“这些数据从数字上看是闭合的，电力电量可以实现平衡。”

届时，我国总发电装机达到75.4亿千瓦，水电、核电、生物质能发电基本按最大资源能力开发，分别达到6.8亿、3.6亿、2亿千瓦，风电装机20亿千瓦，太阳能发电装机31亿千瓦，抽水蓄能和新型储能6亿千瓦，还保留必要的4亿千瓦气电、2亿千瓦清洁煤电，单位供电二氧化碳排放控制在100克/千瓦时。

对此远期预测，与会专家有一定争议。中国工程院院士江亿表示，“随着我国经济发展方式的改变，全社会用电增量不会那么大，2060年约12万亿千瓦时。”从下游主要用电行业来测算，制造业用电由2019年的3.6万亿千瓦时增长到5~5.5万亿千瓦时，建筑领域用电由1.7万亿千瓦时增长到3.5万亿千瓦时，交通用电增长到2万亿千瓦时。

江亿认为，“基于我国国情，人民群众生活用电水平不能跟发达国家比，用电增速也不宜用年均百分比来简单计算，后工业化社会用电增长缓慢。而且，中远期的电力来源高比例来自绿色电力，度电与标准煤的换算要有所注意。”

中国能源研究会副理事长吴吟也倾向12万亿千瓦时的用电量预测，“届时我国人均用电量超过9000千瓦时，已经不低了，已高于现在日本、德国、英国等发达国家水平。”

时间跨度过长，影响用电量的因素充满不确定性，用电预测出现较大分化。史玉波补充，“目前也出现了不少预测，到2060年全社会用电量超过20万亿千瓦时。”

不同预测目标的差异或可通过后期数据的调整来弥合，更为棘手的问题在于现实层面。



韩水坦言，“基于目前预测描绘的电力系统运行问题，现有的技术无法破解。大量缺少基荷电源，增加了系统安全运行的风险；新能源等不可控电源比重过高，系统调节压力过大；社会成本过高，也制约了社会经济的发展。”

“我们还要进一步弄清，实现2060年碳中和，单指在能源行业还是在全社会？届时，电力行业自身能否实现碳中和？电力可以代替化石能源到何种程度？”中国能源研究会副理事长王禹民提出了一系列相关问题。

#### 四、实现碳中和目标的电力发展策略

围绕如何迎接挑战和破局，与会专家认为，2060年碳中和目标是全社会的责任，能源行业、终端用能行业努力减碳与生态系统吸收二氧化碳的固碳措施相互配合，将碳排放空间留给最难替代的化石燃料。

江亿介绍，按照有关研究结果，目前我国碳汇不足12亿吨（指生态系统年吸收不足12亿吨碳），预计到2050年、2060年达到15亿吨碳汇。“这意味着，届时我国二氧化碳排放量要降至15亿吨，才能实现‘中和’目标。如果加上非二氧化碳温室气体都实现‘中和’，任务更艰巨，成本特别高。”

韩水认为，要在技术上进行突破，包括第四代核电、核聚变发电等核电技术，天然气勘探开发与发电技术，风电、光伏发电、光热发电、潮汐发电、生物质发电、氢能发电等新能源技术，季节性储能技术，煤电技术等，增加碳汇和碳捕捉封存应用技术也很重要。

中国能源研究会副理事长谭建生表示，核电能够作为碳中和的助力，但核电发展要防止陷入片面追求技术迭代等误区，要尽量保证核电建设节奏稳定，重视保护核电厂址资源，科学处理核电经济运行与参与电力市场竞争的关系。

中国能源研究会特邀副理事长钟俊认为，核电虽然有利于碳减排，但要权衡核电大国在国际舞台的形象问题。未来20到40年，随着新能源高比例接入电力系统，缺乏基荷电源才是最大的问题，整个电网的运营方式也都要改变。

中国能源研究会副理事长陈进行认为，要通过新能源发电、储能的新技术、新材料创新，优化新能源发电出力，减少电力系统对基荷电源的依赖。

吴吟表示，我国节能潜力是巨大的。要在节能上发力，通过结构节能、管理节能、技术节能，以至文化节能，让人民形成自觉的节能行动。能源消费的总盘子小了，利于碳中和目标的实现。

多位专家认为，还应健全节能的市场回报机制。朱彤表示，节能作用还没有很好发挥出来，一是因为缺市场，能源价格不能灵活变动；二是缺信用，合同能源管理中，容易出现节能企业提供节能方案后，客户毁约自己做的问题，或者后期节能费用支付的难题。

自然资源保护协会高级顾问王万兴认为，无论是推动节能，还是推动能源电力转型，应让能源定价机制反映资源稀缺程度、体现生态价值和在能源系统中的地位。

能源基金会清洁电力项目主管袁静认为，不单从供应侧考虑增加清洁电力，还要更多考虑需求侧资源，这对于整个电力系统优化，可能是相对成本更小的方式。

本刊所载文章仅代表作者个人观点，不代表本刊立场

(内部刊物 请勿转载)

**主 办** 中国电力传媒集团有限公司

**总 编 辑** 顾平安

**值班总编** 姜晓澜

**主 编** 陈学婧

**副 主 编** 齐正平

**执行主编** 杨永明

**责任编辑** 李丹丹

**研究人员** 崔晓利 郑徐光 韩继园 李丹丹 邱丽静 王雪辰 杨永明 张立宽 赵君陶

**地址** 北京市西城区白广路二条1号 (邮编: 100761)

**邮箱** dljcek@163.com

**编辑部电话** (010) 63416951/6453/5930/5916

**传真** (010) 63415976

本刊如有印装差错，请寄回编辑部调换。